सत्यमेव जयते

राजस्थान राजपत्र विशेषांक	RAJASTHAN GAZETTE Extraordinary
साधिकार प्रकाशित	Published by Authority
ज्येष्ठ 25, सोमवार, शाके 1948- जून 15, 2026 Jyaistha 25, Monday, Saka 1948- June 15, 2026	

भाग-7

विभिन्न विभागों में प्रदायों के लिए टेण्डर मांगने की सूचनाओं को सम्मिलित करते हुये सार्वजनिक और निजी विज्ञापन आदि।

राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

जयपुर, अप्रैल 17, 2026

संख्या रा.वि.वि. आयोग/सचिव/विनियम 165:- विद्युत अधिनियम 2003 (2003 का 36वां अधिनियम) की धारा 181(2)(जेडपी) सपठित धारा 3, 61, 66, 86 द्वारा प्रदत्त शक्तियों और उस निमित उसे समर्थ बनाने वाली समस्त शक्तियों का प्रयोग करते हुये, राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग, एतद्द्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात्:

1. **लघुशीर्षक, विस्तार तथा प्रारम्भण :**

1.1 ये विनियम **"**राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग मांग लचीलापन **(**डीएफ**)/** मांग पक्ष प्रबंधन **(**डीएसएम**)** विनियम**, 2026"** कहलायेंगे।

1.2 ये विनियम राजस्थान राज्य में मानित वितरण लाइसेंसधारियों सहित सभी वितरण लाइसेंसधारियों और उनकी उत्तराधिकारी इकाइयों पर लागू होंगे।

1.3 ये विनियम शासकीय राजपत्र में इनके प्रकाशन की तिथि से प्रवृत्त होंगे।

1.4 विनियम 3.4.1 (ग) के अधीन मांग लचीलापन पोर्टफोलियो दायित्व 1 अप्रैल, 2026 से प्रभावी होगा।

बशर्ते कि प्रथम वर्ष (वित्त वर्ष 2026-27) यथा प्रारम्भिक भार अनुसंधान और क्षमता निर्माण वर्ष माना जायेगा।

2. परिभाषायें

2.1 इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ द्वारा अन्यथा अपेक्षित न हो :

(क) **"अधिनियम"** से अभिप्राय समय-समय पर यथा संशोधित विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36वां) से है ।

(ख) **"एग्रीगेटर"** से अभिप्राय ऐसी संस्था से है जो वितरण लाइसेंसधारी के साथ पंजीकृत है और मांग लचीलापन तंत्र के अंतर्गत मांग प्रतिक्रिया सेवाओं, वितरित उत्पादन, ऊर्जा भंडारण आदि सहित एक या अधिक सेवाओं का लाइसेंसधारी क्षेत्र के भीतर एग्रीगेशन प्रदान करती है;

बशर्ते कि वितरण लाइसेंसधारी विभिन्न सेवाओं के लिये एक सामान्य एग्रीगेटर पंजीकृत कर सकता है।

(ग) "एआरआर" से अभिप्राय वार्षिक राजस्व आवश्यकता से है।

(घ) **"परिहारित लागत"** से अभिप्राय डीएफ/डीएसएम कार्यक्रमों के कार्यान्वयन के कारण वितरण लाइसेंसधारी द्वारा विद्यमान या नये वितरण प्रणाली निवेश या उन्नयन में विद्युत के क्रय या वितरण संबंधी लागतों से बचने पर होने वाली वृद्धिशील लागतों में की गयी बचत से है ।

(ड़) **"बेसलाइन डाटा"** से अभिप्राय कार्यक्रम के प्रभाव का आकलन करने के लिये तुलना हेतु प्रारंभिक बिंदु प्रदान करने के लिये किसी डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम के आरम्भ होने से पहले, उपभोक्ताओं के किसी विशिष्ट वर्ग या श्रेणी या किसी वितरण क्षेत्र से विद्युत के उपभोग और/या मांग से संबंधित डाटा से है।

(च) **"आयोग"** से अभिप्राय अधिनियम की धारा 82 के अधीन यथा गठित राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग से है;

(छ) **"लागत प्रभाविता"** से अभिप्राय डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम में किसी भी निवेश के सापेक्ष प्रदर्शन या आर्थिक आकर्षणशीलता का सूचक या फिर ऐसे निवेश के अभाव में उत्पादित और वितरित की जाने वाली ऊर्जा की लागत की तुलना की जाती है और जैसा कि इन विनियमों के अध्याय **II** में निर्धारित है, से है।

(ज) **"मांग लचीलापन"** या **"डीएफ"** से अभिप्राय है अंतिम-उपयोग के उपभोग जो यथा मांग प्रतिक्रिया उपाय के बढ या घट सकती है या सिस्टम लागत को कम करने या आस्थगित करने के सह-लाभों के साथ विद्युत को अधिक किफायती बनाने के लिये, मांग पक्ष के भार की वह क्षमता जो उपभोग के पैटर्न को प्रति घंटा या किसी अन्य टाइम स्केल पर बदल सकती है;

(झ) **"मांग लचीलापन पोर्टफोलियो दायित्व"** या **"डीएफपीओ"** से अभिप्राय है नवीकरणीय ऊर्जा एकीकरण सेवाओं को अधिकतम करना सहित सिस्टम की

आवश्यकताओं के आधार पर लोड को तेजी से बढ़ाने और घटाने की सुविधा प्रदान करने के लिये लचीली मांग का एक ऐसा प्रक्षेपवक्र जिसे वितरण लाइसेंसधारी को वार्षिक आधार पर उपलब्धता सुनिश्चित करने के लिये आवश्यक है;

(ञ) **"**मांग प्रतिक्रिया**"** से अभिप्राय अंतिम उपभोक्ताओं द्वारा या किसी नियंत्रण क्षेत्र द्वारा मैन्युअल रूप से या स्वचालित रूप से, स्वतंत्र रूप से या सामूहिक रूप से, सिस्टम की आवश्यकताओं के अनुरूप विद्युत के उपयोग में होने वाला परिवर्तन, से है।

(ट) **"**डीएफ/डीएसएम प्रकोष्ठ**"** से अभिप्राय इन विनियमों के अंतर्गत अनिवार्य डीएफ/डीएसएम गतिविधियों के कार्यान्वयन की दिशा में लक्षित गतिविधियों के लिये वितरण लाइसेंसधारी द्वारा विशिष्ट प्रकोष्ठ की स्थापना किये जाने से है।

(ठ) **"**डीएफ/डीएसएम संसाधन**"** से अभिप्राय डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम (एकल या एकाधिक स्थानों पर यथा एकल या समूह उपकरणों के) के कार्यान्वयन के परिणामस्वरूप उपभोग (केडब्ल्यूएच) और/या मांग (केडब्ल्यू/केवीए) में बचत से है, जिसे तीन महत्वपूर्ण आयामों में व्यक्त किया जाता है, अर्थात् मात्रा (केडब्ल्यूएच और/या केडब्ल्यू/केवीए), समय और लागत;

बशर्ते कि जीवाश्म ऱ्इंधन आधारित डीजल जनरेटर (डीजी) सर्वथा अपवर्जित है और वे पात्र डीएफ/डीएसएम संसाधन के रूप में योग्य नहीं होंगे।

(ड) **"**डीएफ गेटवे**"** से अभिप्राय उपभोक्ता के परिसर में मानकीकृत इंटरफेस या सुरक्षित संचार गेटवे से है जो मांग लचीलापन संसाधनों के एकत्रीकरण, निगरानी और प्रेषण को सुगम बनाता है।

(ढ) **"**वितरण लाइसेंसधारी**"** से अभिप्राय उस व्यक्ति से है जिसे अधिनियम की धारा 14 के अंतर्गत अपने आपूर्ति क्षेत्र में उपभोक्ताओं को विद्युत की आपूर्ति के लिये वितरण प्रणाली संचालित और रखरखाव करने का लाइसेंस दिया गया है, और इसमें मानित लाइसेंसधारी भी शामिल है।

(ण) **"**डीएसएम**"** से अभिप्राय मांग पक्ष प्रबंधन है; वितरण लाइसेंसधारी द्वारा विद्युत के अंतिम-उपयोग को बदलने की दिशा में किये गए कार्यों को शामिल किया जाता है चाहे वह मांग को बढ़ाना हो, घटाना हो, या उच्च और निम्न चरम अवधियों के बीच इसे स्थानांतरित करना हो - और यह सब वितरण लाइसेंसधारी की लागत को कम करने के समग्र हित में।

(त) **"**उर्जा दक्षता**"** से अभिप्राय उन गतिविधियों या कार्यक्रमों से है जो उपभोक्ताओं को अधिक कुशल उपकरण या नियंत्रण में निवेश करके ऊर्जा के

उपयोग को कम करने के लिये प्रोत्साहित करते हैं, जिससे उपभोक्ता द्वारा अनुभव किये गये सेवा के तुलनीय स्तर को बनाये रखते हुये ऊर्जा का उपयोग कम हो जाता है;

(थ) **"**मूल्यांकन**,** मापन और सत्यापन या र्इएमवी**"** से अभिप्राय इन विनियमों के अध्याय III के अंतर्गत शामिल गतिविधियों से है, जिसमें डीएफ/डीएसएम कार्यक्रमों का मूल्यांकन, निगरानी, मापन और सत्यापन शामिल है;

(द) **"**लचीलापन घटना**"** का अभिप्राय है वितरण लाइसेंसधारी या एग्रीगेटर द्वारा जारी किया गया विशिष्ट, समयबद्ध प्रेषण निर्देश, जो नेटवर्क की बाधाओं को कम करने या आपूर्ति और मांग को संतुलित करने के लिये मांग प्रतिक्रिया या लोड-शिफ्टिंग उपायों को सक्रिय करता है;

(ध) **"**स्वतंत्र सत्यापन एजेंसी या आईवीए**"** या तो ऊर्जा अंकेक्षकों या मान्यता प्राप्त ऊर्जा अंकेक्षकों या ऊर्जा प्रबंधकों या माप और सत्यापन व्यावसायिक के रूप में प्रमाणित व्यक्ति हैं या ऐसे संगठन हैं जिनमें ऊर्जा लेखा परीक्षकों या मान्यता प्राप्त ऊर्जा लेखा परीक्षकों या ऊर्जा प्रबंधकों या माप और सत्यापन व्यावसायिक के रूप में प्रमाणित व्यक्ति हैं;

(न) ''आईपीएमवीपी (IPMVP)''का अभिप्राय है अंतर्राष्ट्रीय प्रदर्शन मापन एवं सत्यापन प्रोटोकॉल, जो ऐसे दिशानिर्देश प्रदान करता है जिनका उपयोग डीएफ/डीएसएम कार्यक्रमों से होने वाली बचत का अनुमान लगाने के लिये किया जा सकता है;

(प) **"**जीवन**"** से अभिप्राय डीएफ/डीएसएम उपायों के स्थापित और कार्यक्रम के अंतर्गत संचालन योग्य रहने की माध्यिका वर्षों की संख्या या वारंटीकृत सेवा वर्षों के अनुमान से है।

(फ) **"**लोड प्रबंधन**"** का अभिप्राय ऐसे कार्यक्रम से हैं जो विद्युत की उच्च-लागत वाली अवधि से चरम मांग को कम करते हैं या गैर-चरम या कम लागत वाली समयावधि में स्थानांतरित करते हैं, जिससे विद्युत के उपयोग पर कोई प्रभाव नहीं पड़ता या नगण्य वृद्धि होती है;

(ब) **"**लोड अनुसंधान**"** से अभिप्राय दैनिक, मासिक, मौसमी और वार्षिक उपयोग पैटर्न को कैप्चर करने के लिये विभिन्न प्रकार की मीटरिंग (स्मार्ट मीटरिंग सिस्टम से डेटा कैप्चर करना सहित), सर्वेक्षण, उपभोक्ता-स्तरीय ऊर्जा उपभोग के विस्तृत ऊर्जा ऑडिट का उपयोग करते हुये ऐसी गतिविधि जिसमें वितरण लाइसेंसधारी द्वारा सेवा प्रदान किये जाने वाले उपभोक्ताओं की लोड विशेषताओं के रुझानों और सामान्य व्यवहार का संपूर्ण और

विश्वसनीय ज्ञान प्रदान करने के लिये विद्युत लोड की विशेषताओं का मापन और अध्ययन शामिल है, से है।

(भ) **"एमवाईटी (MYT)"** का अभिप्राय हैं बहु-वर्षीय टैरिफ;

(म) **"नेटवर्क बाधा"** का अभिप्राय है एक स्थानीयकृत ग्रिड स्थिति जहां विशिष्ट वितरण ट्रांसफार्मर, फीडर या सबस्टेशन पर लोडिंग सुरक्षा सीमा से अधिक हो जाती है, जिसके लिये ग्रिड स्थिरता बनाये रखने के लिये लोड शिफ्टिंग या मांग प्रतिक्रिया की आवश्यकता होती है।

(य) **"एनपीवी (NPV)"** का अभिप्राय है शुद्ध वर्तमान मूल्य;

(र) **"पीसीटी (PCT)"** या सहभागी लागत परीक्षण, किसी उपभोक्ता को डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम में भाग लेने से होने वाले मात्रात्मक लाभों और लागतों को मापता है;

(ल) **"आरआईएम (RIM)"** दरदाता प्रभाव माप (ratepayer Impact Measure) एक ऐसा साधन परीक्षण है जो कार्यक्रम के कार्यान्वयन और लागतों के उपभोक्ताओं पर पड़ने वाले प्रभाव का मूल्यांकन करता है;

(व) **"एससीटी (SCT)"** या सामाजिक लागत परीक्षण, डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम के समाज पर पड़ने वाले मात्रात्मक लाभों और लागतों को मापता है;

(श) **"टीआरसी (TRC)"** या कुल संसाधन लागत परीक्षण का अभिप्राय है वह तरीका जो किसी डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम के कुल मात्रात्मक लाभों और लागतों को मापता है;

2.2 उपर्युक्त के अतिरिक्त और जब तक संदर्भ या विषयवस्तु के विपरीत न हो, अन्यथा आवश्यक न हो, इन विनियमों में प्रयुक्त शब्द और अभिव्यक्तियाँ, जो यहाँ परिभाषित नहीं है, लेकिन अधिनियम में, या आयोग के किसी अन्य विनियम में परिभाषित किया गया है, वहीं अर्थ होगा जो क्रमश: अधिनियम, नियमों या उनके अधीन बनाये गये अन्य विनियमों में समनुदेशित हैं।

अध्याय I: **कार्यान्वयन**

3. लाइसेंसधारी के संचालनों में बुनियादी सिद्धांत**:**

3.1 मांग लचीलापन **(**डीएफ**)/**मांग पक्ष प्रबंधन **(**डीएसएम**)**

3.1.1 प्रत्येक वितरण लाइसेंसधारी अपने दैनिक कार्यो में डीएफ/डीएसएम को अपनायेगा और उपयुक्त डीएफ/डीएसएम कार्यक्रमों की योजना, डिजाइन और कार्यान्वयन को सतत आधार पर करेगा जो सुचारू ग्रिड संचालन, आपूर्ति और

मांग को संतुलित करने के लिये मापने योग्य, प्रतिरूपणीय के लिये उपलब्ध हैं, और अन्य विनियमों के अंतर्गत संसाधन पर्याप्तता आवश्यकताओं को सुनिश्चित करेगा। लाइसेंसधारी डीएफ/डीएसएम प्रकोष्ठ में उसकी गतिविधि के लिये आवश्यक पर्याप्त कर्मचारी नियुक्त करेंगे और ऐसे प्रकोष्ठ का नेतृत्व एक ऐसे अधिकारी द्वारा किया जायेगा जो मुख्य अभियंता के पद से नीचे का न हो।

3.1.2 वितरण लाइसेंसधारी डीएफ और डीएसएम गतिविधियों के संबंध में निम्नलिखित उद्देश्यों का पालन करेगा:

(i) विद्युत की मांग को नियंत्रित, परिवर्तित और प्रभावित करना;

(ii) ऊर्जा के कुशल उपयोग के लिये उपभोक्ताओं को विद्युत की मांग के समय और स्तर दोनों के संबंध में अपने विद्युत उपभोग के पैटर्न को परिवर्तित/संशोधित करने के लिये प्रोत्साहित करना;

(iii) Utilities को सहायता प्रदान करने हेतु आपूर्ति पक्ष (Supply Side) रणनीतियों को पूरक बनाना, ताकि वे इनसे बच सकें, उन्हें कम कर सकें या टाल सकें ;

क) महंगी क्षमता (उत्पादन, प्रसारण एवं वितरण नेटवर्क) में वृद्धि

ख) महंगी विद्युत खरीद, तथा इसके स्थान पर सस्ती नवीकरणीय ऊर्जा को शामिल करना।

(iv) ग्रीन हाउस गैसों के उत्सर्जन को कम करके पर्यावरण की क्षति को कम करना;

(v) विभिन्न डीएसएम कार्यक्रमों के कार्यान्वयन के लिये राष्ट्रीय स्तर के प्रयासों की अनुपूर्ति;

(vi) बाजार में स्थायी संरचनात्मक या व्यवहारिक परिवर्तनों को प्रवृत् करने लिये व्यूहात्मक प्रयास करें, जिससे ऊर्जा दक्षता को अपनाने में वृद्धि हो साथ ही साथ प्रासंगिक प्रौद्योगिकियों, सेवाओं और प्रथाओं के साथ लचीली मांग की पहचान और एकीकरण;

(vii) उपभोक्ताओं के हितों की रक्षा करना और इसके परिणामस्वरूप सभी उपभोक्ताओं के लिये टैरिफ में समग्र कमी आयेगी।

3.2 डीएफ/डीएसएम उपायों की लागत वसूली :

3.2.1 वितरण लाइसेंसधारी लोड रिसर्च (एलआर) का संचालन करना, डीएफ/डीएसएम कार्यक्रमों की योजना बनाना, डिजाइन करना, कार्यान्वयन करना, निगरानी करना और मूल्यांकन करना सहित किसी भी डीएफ/डीएसएम संबंधित गतिविधि में उनके

द्वारा किये किये गये सभी उचित व्ययों की वसूली का प्रस्ताव MYT/ARR फाइलिंग में पूंजी निवेश योजना के अंतर्गत और वार्षिक वित्तीय रिपोर्टिंग में कर सकते हैं।

3.2.2 वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा किये गये सभी डीएफ/डीएसएम संबंधित गतिविधियाँ/कार्यक्रम

(i) जैसा कि इन विनियमों के अध्याय II के अंतर्गत निर्धारित किया गया है, वितरण लाइसेंसधारियों के साथ-साथ उपभोक्ताओं के लिये भी लागत-प्रभावी होगे ;

(ii) उपभोक्ताओं के हितों की रक्षा करेगे और इसे निष्पक्ष तरीके से कार्यान्वित करेगें;

(iii) इसके परिणामस्वरूप उपभोक्ताओं के लिये कुल टैरिफ में कमी आएगी, या अध्याय II में परिभाषित सीमांत वृद्धि होगी;

3.3 वितरण लाइसेंसधारियों की भूमिका :

(i) डीएफ/डीएसएम प्रकोष्ठ को निधि (वितरण लाइसेंसधारी के कुल बजट के प्रतिशत के रूप में) आवंटित करना।

(ii) नियोजन के प्रयोजनार्थ एमवाईटी/एआरआर अवधि के लिये रोलिंग आधार पर मजबूत डीएफ/डीएसएम पोर्टफोलियो संरचना को विकसित करना।

(iii) उपभोक्ताओं को डीएफ/डीएसएम कार्यक्रमों के बारे में सूचित करने और उनकी भागीदारी को प्रोत्साहित करने के लिये उपभोक्ता संपर्क और जागरूकता अभियान चलाना।

(iv) मांग लचीलापन, भार प्रबंधन, ऊर्जा संरक्षण और ऊर्जा दक्षता कार्यक्रमों को लागू करने के अवसरों की पहचान करते हुये और उपायों का प्रस्ताव करते हुये भार अनुसंधान रिपोर्ट आयोजित करना और प्रस्तुत करना;

(v) आयोग को रिपोर्ट प्रस्तुत करना :

क. ऊर्जा और मांग पर पड़ने वाले प्रभाव के संबंध में, साथ ही इन विनियमों के अध्याय II के अंतर्गत निर्धारित लागत लाभ विश्लेषण के संबंध में;

ख. इन विनियमों के अध्याय III के अंतर्गत निर्धारित कार्यान्वित कार्यक्रमों के मूल्यांकन, मापन और सत्यापन पर;

(vi) एग्रीगेटरों, उपभोक्ताओं, लचीले संसाधनों, बेसलाइनों और घटना प्रदर्शन का डिजिटल रजिस्टर का सृजन और संधारण।

(vii) आयोग के विशिष्ट निर्देशों का कार्यान्वयन करना।

(viii)लोड अनुसंधान रिपोर्ट तैयार करते समय और कार्यक्रम विकास चरण के दौरान नेटवर्क-बाधित क्षेत्रों की उचित पहचान करने, सिस्टम आवश्यकताओं का पूर्वानुमान लगाने, आवश्यक समन्वय सुनिश्चित करने के लिये राज्य भार प्रेषण केंद्र (एसएलडीसी) के साथ सहयोगात्मक रूप से कार्य करना; इसके अतिरिक्त, डीएफ/डीएसएम कार्यक्रमों के लिये मांग नियंत्रण/प्रभावी उपायों की योजना, डिजाइन और कार्यान्वयन के संबंध में आवश्यक समन्वय सुनिश्चित करने के लिये एसएलडीसी के साथ परामर्श करना; और साथ ही, मांग लचीलेपन से संबंधित कार्यों के बारे में एसएलडीसी को समय पर अग्रिम जानकारी प्रदान करना।

3.4 डीएफ/डीएसएम मार्गदर्शक सिद्धांत **:**

3.4.1 वितरण लाइसेंसधारियों के कर्तव्य निम्नप्रकार होंगे :

क**)** डीएफ/डीएसएम पोर्टफोलियो का विकास**:** डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम पोर्टफोलियो में व्यापक रूप से निम्नलिखित शामिल होंगे :

(i) उपभोक्ताओं के दृष्टिकोण और डीएफ/डीएसएम पहलों में भाग लेने की उनकी इच्छा सहित विस्तृत लोड अनुसंधान और बाजार अनुसंधान गतिविधि के निष्कर्ष;

(ii) लागू किये जाने वाले संभावित डीएफ कार्यक्रमों और डीएफपीओ लक्ष्यों का विस्तृत कार्य-चालन, जिसमें डीएफ, ऊर्जा दक्षता और ऊर्जा संरक्षण उपायों जैसे सभी घटक शामिल हैं:

(iii) डीएफपीओ पोर्टफोलियो दायित्व की पूर्ति की दिशा में 5 वर्षीय व्यूहरचना और रोडमैप (अग्रपथ)तैयार करना;

(iv) पोर्टफोलियो और कार्यक्रम विशिष्ट लागत प्रभावशीलता मूल्यांकन;

(v) डीएफ और डीएसएम मूल्यांकन, मापन और सत्यापन प्रक्रियाओं का विकास करना;

(vi) वार्षिक मांग प्रतिक्रिया लक्ष्यों और अन्य ऊर्जा दक्षता एवं ऊर्जा संरक्षण पोर्टफोलियो के वार्षिक कार्यान्वयन को पूरा करने के लिये निधि परिनियोजन योजना।

(vii) लोड शिफ्टिंग और मांग प्रतिक्रिया कार्यक्रम का संचालन।

(viii) स्मार्ट मीटर स्थापित कर डीआर कार्यक्रमों में भाग लेने वाले सभी एचटी और एलटी श्रेणियों के उपभोक्ताओं को उपयुक्त टैरिफ आधारित प्रोत्साहन या छूट प्रदान करना ।

(ix) ऊर्जा बचत और परिचालन दक्षता के लिये जहां भी संभव हो, डीएसएम उपायों में इंटरनेट ऑफ थिंग्स (आर्इओटी) जैसी नवीनतम तकनीकों का कार्यान्वयन।

ख) डीएफ/डीएसएम पोर्टफोलियो को प्रस्तुत करने और संबंधित अनुमोदनों के लिये समयसीमा : वितरण लाइसेंसधारियों को एमवाईटी/एआरआर टैरिफ/निवेश योजना प्रस्ताव के साथ "डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम पोर्टफोलियो और कार्यान्वयन कार्य योजना" (अनुलग्नक 1) प्रस्तुत करनी होगी। वितरण लाइसेंसधारियों को वार्षिक आधार पर, संबंधित वर्षों के लिये एपीआर प्रस्तावों के साथ "डीएफ/डीएसएम कार्यान्वयन पर स्थिति रिपोर्ट" प्रस्तुत करनी होगी।

बशर्ते कि वितरण लाइसेंसधारी, यदि आवश्यक हो तो पृथकत: "डीएफ /डीएसएम कार्यक्रम पोर्टफोलियो और कार्यान्वयन कार्य योजना" भी दायर कर सकते हैं।

ग) डीएफपीओ बहुवर्षीय लक्ष्य: वितरण लाइसेंस के स्पष्ट प्रावधानों को विशिष्ट मांग लचीलापन पोर्टफोलियो दायित्वों (डीएफपीओ) के अनुरूप होना चाहिये, जो निम्नलिखित विशिष्ट प्रक्षेपवक्र के साथ स्थापित किये गये हैं:

वित्तीय वर्ष	पिछले वित्तीय वर्ष में अनुभव की गयी चरम मांग के यथा प्रतिशत के डीएफपीओ […],
विव 2026-27	0.25%
विव 2027-28	1%
विव 2028-29	1.5%
विव 2029-30	2.0%

आगामी वर्षों के लिये लक्ष्य आयोग द्वारा समय-समय पर अधिसूचित किये जाएंगे। लाइसेंसधारी अपने स्वयं के कार्यक्रमों (जैसे, व्यवहार संबंधी डीआर ऐप्स) के माध्यम से या पंजीकृत एग्रीगेटरों से क्षमता प्राप्त करके डीएफपीओ की पूर्ति कर सकता है। जब तक ऐसे लक्ष्य अधिसूचित नहीं हो जाते, तब तक वित्त वर्ष 2029-30 के लक्ष्य लागू रहेंगे।

घ) डीएफपीओ के प्रोत्साहन और हतोत्साहन : वितरण लाइसेंसधारी डीएफपीओ से अधिक प्राप्त प्रत्येक मेगावाट के लिये 0.20 करोड़ रुपये के प्रोत्साहन के लिये पात्र होगा। इसी प्रकार, वितरण लाइसेंसधारी को डीएफपीओ के प्रत्येक मेगावाट की कम उपलब्धि के लिये 0.20 करोड़ रुपये का हतोत्साहन देना होगा।

बशर्ते कि पहले वर्ष को तैयारी वर्ष माना जायेगा और इस अवधि के दौरान कोई हतोत्साहन नहीं होगा ।

बशर्ते यह भी कि वितरण लाइसेंसधारी को अपने एआरआर याचिका में डीएफपीओ लक्ष्य की प्राप्ति के संबंध में अपने निष्पादन की रिपोर्ट देनी होगी।

ड़) डीएफ और डीएसएम जोन : वितरण लाइसेंसधारी वार्षिक आधार पर नेटवर्क संबंधी बाधाओं वाले निर्दिष्ट क्षेत्रों/डीटी, फीडरों और सबस्टेशनों को "डीएफ/डीएसएम जोन" के रूप में चिन्हित करेगा। निर्धारित डीएफ/डीएसएम जोन को डीएफ और डीएसएम कार्यक्रमों के लिये लक्षित किया जायेगा।

च) डीएफ/डीएसएम पोर्टफोलियो कार्यक्रम: वितरण लाइसेंसधारियों को डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम लागू करने होंगे जो संसाधन पर्याप्तता के पोर्टफोलियो में वृद्धि करते हैं और जिनमें त्वरित रैंप-अप और रैंप-डाउन सेवाएं प्रदान करने, चरम मांग को कम करने और संबंधित महंगी विद्युत क्रय को कम करने के लिये मांग लचीलापन शामिल है। मांग लचीलापन कार्यक्रमों में मांग प्रतिक्रिया पहल भी शामिल होगी जिसमें उपभोक्ता अपने लोड प्रकारों को अनुकूल बनाने के लिये सहमत होंगे। वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा अब अनुभव किये जा रहे नये भार को देखते हुये, इन विनियमों के माध्यम से प्रस्तावित और कार्यान्वित कार्यक्रमों में निम्नलिखित शामिल होंगे, लेकिन ये इन्हीं तक सीमित नहीं होंगे :

i. लिफ्ट सिंचाई योजनाओं, नगर निगमों, शहरी स्थानीय निकायों, गांवों और गांवों के समूहों में पेयजल योजनाओं में समय-आधारित और चयनात्मक पंपिंग (ऊर्जा की लागत के आधार पर);

ii. सभी प्रकार के इलेक्ट्रिक वाहनों के लिये उपयुक्त प्रोटोकॉल के माध्यम से स्मार्ट चार्जर द्वारा G2V और V2G;

iii. राविविआ बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणाली विनियम के अनुसार मीटर-के-पीछे बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणाली;

iv. आवासीय, अस्पताल, होटल, औद्योगिक और वाणिज्यिक भवनों में हीट पंप;

v. आवासीय, अस्पताल, होटल, औद्योगिक और वाणिज्यिक भवनों में थर्मल ऊर्जा भंडारण प्रणाली;

vi. कुशल प्रशीतन/शीत भंडारण कार्यक्रम;

vii. उपभोक्ता परिसर में पुराने/अकुशल उपकरणों का कुशल उपकरणों से प्रतिस्थापन;

viii. जागरूकता कार्यक्रमों के माध्यम से अंतिम उपयोगकर्ताओं के व्यवहार में परिवर्तन लाना, जिसके लिये किसी विशिष्ट निवेश या टैरिफ हस्तक्षेप (जैसे कि TOU शुल्क) की आवश्यकता नहीं होती है।

ix. ग्रिड में हार्मोनिक स्तरों की निगरानी।

x. एग्रीगेटरों से मांग में लचीलेपन का केंद्रीकृत क्रय।

xi. कृषि भार को सौर या पवन घंटो की ओर स्थानांतरित करना। साथ ही, सौर कृषि या पीएम- कुसुम योजना का लाभ उठाना।

xii. वर्चुअल और ग्रुप नेट मीटरिंग जैसे यूटिलिटी-आधारित एग्रीगेशन मॉडल में भाग लेने वाले उपभोक्ताओं को मांग में लचीलेपन में हिस्सेदार होने के लिये प्रोत्साहित किया जा सकता है।

xiii. व्हीकल टू ग्रिड सप्लार्इ को भी राविविआ बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणाली विनियमों में समाविष्ट किया गया है।

xiv. कूलिंग -एज-ए-सर्विस (CaaS) और एकीकृत बिल्डिंग मैनेजमेंट सिस्टम (BMS) जैसे उन्नत व्यावसायिक मॉडलों का एकीकरण;

बशर्ते कि जीवाश्म-ईधंन-आधारित डीजल जनरेटर (डीजी) वाले कार्यक्रम इन विनियमों के अंतर्गत मांग लचीलापन या डीएसएम संसाधनों के रूप में भाग लेने के लिये पात्र नहीं होंगे।

डिस्कॉम को चरम मांग को कम करने के उद्देश्य से मांग प्रतिक्रिया कार्यक्रमों की योजना बनानी, डिजाइन करना और उन्हें लागू करना होगा। डिस्कॉम भागीदारी मानदंड, आधारभूत कार्यप्रणाली, घटना ट्रिगर और प्रोत्साहन या दंड तंत्र को परिभाषित करेगा और मांग प्रतिक्रिया प्रदर्शन के पारदर्शी माप, सत्यापन और निपटान को सुनिश्चित करेगा।

मांग प्रतिक्रिया कार्यक्रमों में भाग लेने वाले उपभोक्ताओं को कार्यक्रम के दिशानिर्देशों का पालन करना होगा, प्रतिबद्धता के अनुसार लोड को कम करके या स्थानांतरित करके मांग प्रतिक्रिया घटनाओं पर प्रतिक्रिया देनी होगी और आवश्यक मीटरिंग या नियंत्रण बुनियादी ढांचे तक पहुंच की अनुमति देनी होगी। आयोग द्वारा अन्यथा अनिवार्य किये जाने तक भागीदारी स्वैच्छिक होगी, और सभी कार्यक्रम उपभोक्ता हितों और डेटा गोपनीयता की रक्षा के लिये सुरक्षा उपायों के साथ गैर-भेदभावपूर्ण तरीके से लागू किये जाएंगे। वितरण लाइसेंसधारी यह सुनिश्चित करेगा कि उपभोक्ता को किसी भी एग्रीगेटर के साथ बिना किसी अतिरिक्त लागत के स्विच करने का अधिकार हो, ताकि किसी एक विक्रेता के साथ जुड़ाव को रोका जा सके।

उपरोक्त के अतिरिक्त, घरेलू उपभोक्ताओं, कृषि क्षेत्र आदि सहित उपभोक्ताओं के परिसरों में विशिष्ट ऊर्जा संरक्षण पहलों को पोर्टफोलियो में शामिल किया जायेगा और डीएफ/डीएसएम पोर्टफोलियो पूंजीगत व्यय के माध्यम से वित्त पोषित किया जायेगा। कथित कार्यक्रमों को लाइसेंसधारियों द्वारा सीधे या उनके द्वारा नियुक्त एग्रीगेटरों के माध्यम से उचित क्रय प्रक्रियाओं का पालन करते हुये कार्यान्वित किया जा सकता है, क्योंकि एग्रीगेटरों की नियुक्ति के लिये किये गये खर्च कार्यक्रम की लागत में शामिल होते हैं। वितरण लाइसेंसधारी एग्रीगेटरों के पंजीकरण और संचालन के लिये आवश्यक दिशानिर्देश तैयार करेगा और यह सुनिश्चित करेगा कि एग्रीगेटर तकनीकी और वित्तीय रूप से सक्षम है ताकि वह उनकी ओर से इन विनियमों में निर्दिष्ट कार्यों को कर सके और दायित्वों का निर्वहन कर सके। वितरण लाइसेंसधारी यह सुनिश्चित करेगा कि एग्रीगेटर और आर्इवीए अलग-अलग संस्थाएं हों।

वितरण लाइसेंसधारी या एग्रीगेटरों के माध्यम से (वितरण लाइसेंसधारी की ओर से) यह सुनिश्चित किया जायेगा कि उपभोक्ता डीएफ और डीएसएम कार्यक्रमों में भाग लेने के लिये जागरूक हों और स्वेच्छा से सहमति दें। अग्रतर, उपभोक्ताओं को कार्यक्रम और उससे संबंधित अधिकारों और प्रक्रियाओं से हटने के बारे में जागरूक किया जायेगा।

जी) डीएफ/डीएसएम पोर्टफोलियो और समीक्षा दस्तावेजों का सार्वजनिक प्रकटीकरण : वितरण लाइसेंसधारी को अपनी वेबसाइटों पर वार्षिक आधार पर निम्नलिखित दस्तावेज प्रकाशित करने होंगे :

(i) लोड अनुसंधान,

(ii) उपकरण उपयोग और संतृप्ति रिपोर्ट,

(iii) डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम पोर्टफोलियो और कार्यान्वयन कार्य योजना

(iv) डीएफ/डीएसएम कार्यान्वयन पर स्थिति रिपोर्ट,

(v) डीएफ/डीएसएम पोर्टफोलियो मूल्यांकन, मापन और सत्यापन रिपोर्ट।

बशर्ते कि उपभोक्ता भार डेटा को डिजिटल व्यक्तिगत डेटा संरक्षण अधिनियम, 2023 के अनुपालन में, स्पष्ट, निरस्त करने योग्य सहमति के बिना किसी भी तीसरे पक्ष के साथ साझा नहीं किया जायेगा, सिवाय आर्इवीए द्वारा निपटान और सत्यापन के उद्देश्य से।

4. डीएफ/डीएसएम वित्तपोषण (फंडिंग) :

4.1 वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा कार्यान्वित किये जाने वाले सभी डीएफ/डीएसएम पोर्टफोलियो कार्यक्रमों और योजनाओं के वित्तपोषण को एमवाईटी/एआरआर

फाइलिंग में शामिल किया जायेगा। वितरण लाइसेंसधारियों को इन विनियमों के अध्याय II में शामिल लागत-प्रभावशीलता मूल्यांकन परीक्षण के आधार पर आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के अधीन सभी लागतों की वसूली करने की अनुमति होगी।

4.2 आयोग वितरण लाइसेंसधारियों को अन्य पूरक डीएफ/डीएसएम वित्तपोषण दृष्टिकोण अपनाने का निर्देश दे सकता है, जैसे कि टैरिफ के माध्यम से पश्चात्वर्ती तारीख को डीएफ-डीएसएम शुल्क एकत्र करके निधियों के पूल का सृजन करना; यदि ऐसा दृष्टिकोण लाभकारी पाया जाता है।

अध्याय II: **लागत-प्रभावशीलता मूल्यांकन परीक्षण**

किसी पोर्टफोलियो की आर्थिक प्रभावशीलता का आकलन निर्णय परिवर्तियों के आधार पर किया जाता है, अन्य बातों के साथ-साथ, डीएफ/डीएसएम उपाय/कार्यक्रम की लागत और प्रभाव (ऊर्जा - किलोवाटघंटे और मांग - केवीए या किलोवाट), छूट दर, जीवनकाल, वृद्धि दर और परिहारित लागत।

5. लागत-प्रभावशीलता के मानदंड**:**

वितरण लाइसेंसधारियों को विशिष्ट लागत प्रभावशीलता मूल्यांकन परीक्षण के परिणाम प्रस्तुत करने होंगे। वितरण लाइसेंसधारी यथा मुख्य बाधा परीक्षण के कुल संसाधन लागत (टीआरसी) परीक्षण; इसके बाद **Ratepayer-Impact Measure** (आरआर्इएम) परीक्षण का मूल्यांकन करेगा जो इस तथ्य की पुष्टि करता है कि कार्यक्रम के कार्यान्वयन और उससे होने वाली लागत का टैरिफ पर प्रतिकूल प्रभाव नहीं पड़ेगा। कार्यक्रम की स्क्रीनिंग निम्नलिखित परीक्षणों का उपयोग करके की जायेगी:

क) टीआरसी यथा मुख्य बाधा परीक्षण **:** सभी डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम जिनमें लागत के एनपीवी की तुलना में लाभों के शुद्ध वर्तमान मूल्य (एनपीवी) के लिये सकारात्मक संख्या दर्शाती है, उन्हें आरआर्इएम परीक्षण के मूल्यांकन के लिये विचार किया जाना चाहिये;

ख) आरआर्इएम परीक्षण: डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम जो लागतों पर लाभों के एनपीवी के मामले में सकारात्मक संख्या दर्शाते हैं, दरदाताओं पर कम प्रभाव डालने वाले कार्यक्रमों को कार्यान्वयन के लिये विचार किया जायेगा।

ग) जीवन-चक्र राजस्व प्रभाव **(**एलआरआईआरआईएम**)** परीक्षण : डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम जो आरआईएम परीक्षण के लिये सकारात्मक संख्या नहीं दर्शाते हैं, उन्हें लागू किया जा सकता है यदि डीएफ/डीएसएम कार्यक्रमों के कार्यान्वयन के कारण टैरिफ पर प्रभाव 0.005 रुपये/किलोवाट घंटा से कम या वर्तमान

टैरिफ के 0.05 प्रतिशत से कम हो, जो भी अधिक हो। ऊर्जा बचत से संबंधित सभी आंकड़ों को विद्युत की कमी, यदि कोई हो, के लिये संशोधित किया जाना चाहिये।

6. कुल संसाधन लागत परीक्षण :

मुख्य बाधा परीक्षण लाभों (बी) और लागतों (सी) के शुद्ध वर्तमान मूल्य (एनपीवी) की गणना करके किया जायेगा। किसी डीएफ/डीएसएम उपाय/कार्यक्रम के लिये एनपीवी, बी और सी के बीच के अंतर के रूप में निर्धारित किया जायेगा।

जहाँ,

बी**(B)** = निर्दिष्ट समयावधि में छूट के बाद उपाय/कार्यक्रम लाभों का शुद्ध वर्तमान मूल्य **(**एनपीवी**)**

सी **(C)** = निर्दिष्ट समयावधि में छूट के बाद उपाय/कार्यक्रम लागतों का शुद्ध वर्तमान मूल्य **(**एनपीवी**)** यदि वर्ष "t" में उपाय/कार्यक्रम का लाभ "Bt" है, और छूट दर "r" है, छूट की समयावधि "n" वर्ष है, तब B को इस प्रकार व्यक्त किया जा सकता है:

$$B = \sum_{t=1}^{n} [(Bt)/ (1+r)^{t-1}] \qquad \text{(समीकरण 1)}$$

इसी प्रकार, यदि वर्ष "t" में उपाय/कार्यक्रम की लागत "Ct" है, और छूट दर "r" है, तथा छूट की समयावधि "n" वर्ष है, तो C को इस प्रकार व्यक्त किया जा सकता है:

$$C = \sum_{t=1}^{n} [(Ct)/ (1+r)^{t-1}] \qquad \text{(समीकरण 2)}$$

टीआरसी परीक्षण के लिये लागत और लाभ तत्वों का निर्धारण निम्नलिखित बातों को ध्यान में रखते हुये किया जायेगा:

क) किसी कुशल डिवाइस/सामग्री/उपकरण/प्रौद्योगिकी या कार्यपद्धति की लागत, जिसमें लागू कर, शुल्क और करारोपण शामिल हैं;

ख) किसी कुशल डिवाइस/सामग्री/उपकरण/प्रौद्योगिकी/कार्यपद्धति से संबंधित स्थापना, जॉच और प्रारम्भ करने की लागत;

ग) उपाय/कार्यक्रम की अवधि के दौरान वार्षिक संचालन और रखरखाव लागत;

घ) पुराने, अक्षम उपकरणों को हटाने और सुरक्षित निपटान की लागत (यदि डीएसएम उपाय/कार्यक्रम में प्रतिस्थापन या रेट्रोफिटिंग अंतर्ग्रस्त है) और ऐसे उपकरणों के बचाव मूल्य की वसूली;

ड़) कार्यक्रम प्रशासन, निगरानी और मूल्यांकन की लागत;

च) कार्यक्रम के विपणन खर्च और उपभोक्ता ज्ञानप्राप्ति लागत, जिसमें उपभोक्ता जागरूकता से संबंधित लागत भी शामिल है।

छ) विद्युत की क्रय से बचना, बुनियादी ढांचे के उन्नयन से बचना, ग्रिड बुनियादी ढांचे के रखरखाव में कमी, व्यस्त समय के दौरान अधिशेष विद्युत से राजस्व आदि सहित लागत/लाभों से बचा जा सकता है।

स्पष्टीकरण:

यदि कोई कर छूट या अनुदान उपलब्ध हैं, तो उन्हें लागत में कमी के रूप में माना जायेगा। इसी प्रकार, यदि कोड़ पुराना उपकरण/डिवाइस/साधन/प्रौद्योगिकी आदि है जिसे बदला जा रहा है; तो इस पुराने उपकरण या उपकरण के स्क्रैप मूल्य को लागत में कमी के रूप में माना जायेगा।

डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम या डीएफ/डीएसएम उपाय के लाभ ऊर्जा की उपभोग (किलोवाट घंटे) में बचत और/या मांग (किलोवाट) में बचत हैं। किलोवाट घंटे की बचत की गणना ऊर्जा कुशल उपकरण/सामान के उपयोग के घंटों की संख्या और वर्ष में उपकरण/सामान के उपयोग के दिनों की संख्या के आधार पर की जायेगी। ये बचतें आमतौर पर उपयोग के समय ही होती हैं और इनका अनुभव डीएफ/डीएसएम उपाय स्थापित करने वाले उपभोक्ता या डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम में भाग लेने वाले उपभोक्ता द्वारा किया जाता है। लाइसेंसधारी द्वारा विद्युत क्रय में होने वाली बचत का पता लगाने के लिये, उपयोग के बिंदु पर प्रतिभागियों की बचत को सिस्टम के प्रसारण और वितरण हानियों के साथ-साथ ग्रिड से जुड़े वितरित सौर पीवी सिस्टम के मूल्य को ध्यान में रखते हुये उचित रूप से समायोजित किया जाना चाहिये ।

इस प्रकार, यदि ΔS वर्ष "t" में उपयोग के बिंदु पर बचत है, तो ΔSt को kWh में व्यक्त किया जाता है, और यदि एक ही वर्ष में संचरण और वितरण हानि को प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाए तो वे क्रमश: TLt और DLt हैं, लाइसेंसधारी द्वारा वर्ष "t" में विद्युत की परिहारित क्रय (APPt) होगी: $=\Delta St/[(1-TLt) \times (1-DLt)]$

यदि वर्ष "t" में विद्युत क्रय की दर Rt है, तो वर्ष "t" में विद्युत क्रय की परिहारित लागत (APPCt) होगी: $= APPt \times Rt$

लाइसेंसधारी की औसत समवर्ती चरम मांग में कमी के परिणामस्वरूप **"**अंतर-राज्यीय संचरण शुल्क**"** में कोई भी कमी इस परीक्षण के अंतर्गत **"**लाभ**"** मानी जायेगी।

ऊर्जा और मांग में होने वाली बचत को लाभ के रूप में गणना करते समय, वर्ष प्रति वर्ष 5 प्रतिशत वृद्धि दर को ध्यान में रखा जाना चाहिये। परीक्षणों में भारित औसत पूंजी लागत (डब्ल्यूएसीसी) के बराबर छूट दर पर विचार किया जाना चाहिये।

उपयोग में लाई जा रही तकनीक के "जीवनकाल" के दौरान लाभ और लागत दोनों की गणना की जायेगी। वितरण लाइसेंसधारी को प्रौद्योगिकी प्रदाता द्वारा किये गये रेट्रोफिट की "वारंटीशुदा" अवधि का उपयोग करना चाहिये, क्योंकि यह सुनिश्चित करना महत्वपूर्ण है कि उपकरण/उपकरणों के जीवनकाल में विचारित बचत प्राप्त हो ।

7. दरदाता प्रभाव माप परीक्षण **:**

7.1 मूल्यांकन के लिये नीचे उल्लिखित लागत तत्वों पर विचार किया जायेगा:

क) लाइसेंसधारी द्वारा भुगतान किये गये या लाइसेंसधारी द्वारा भुगतान की गयी सीमा तक, लागू करों, शुल्कों, करारोपण आदि सहित, कुशल डिवाइस/सामग्री/उपकरण/प्रौद्योगिकी या कार्यपद्धति की लागत;

ख) लाइसेंसधारी द्वारा भुगतान किये गये या लाइसेंसधारी द्वारा भुगतान की गयी कुशल डिवाइस/उपकरण/सामग्री/कार्यपद्धति/प्रौद्योगिकी से संबंधित स्थापना, जॉच और प्रारम्भ करने की लागत;

ग) उपाय/कार्यक्रम की अवधि के दौरान वार्षिक संचालन और रखरखाव लागत, जिसका भुगतान लाइसेंसधारी द्वारा किया जाता है या लाइसेंसधारी द्वारा भुगतान की गयी सीमा तक किया जाता है;

घ) पुराने, अक्षम उपकरणों को हटाने और सुरक्षित निपटान की लागत (यदि डीएसएम उपाय/कार्यक्रम में प्रतिस्थापन या रेट्रोफिटिंग अंतर्ग्रस्त है) लाइसेंसधारी द्वारा वहन की जायेगी या लाइसेंसधारी द्वारा वहन की गयी सीमा तक होगी;

ड़) लाइसेंसधारी द्वारा भुगतान की गयी या लाइसेंसधारी द्वारा भुगतान की गयी सीमा तक कार्यक्रम प्रशासन, निगरानी और मूल्यांकन लागत;

च) लाइसेंसधारी द्वारा भुगतान की गयी या लाइसेंसधारी द्वारा भुगतान की गयी सीमा तक, प्रोत्साहन राशि, यदि कोई है, सहित कार्यक्रम विपणन लागत;

छ) डीएसएम कार्यक्रम के कारण लाइसेंसधारियों के राजस्व में कमी;

7.2 डीएसएम कार्यक्रम के लाभों की गणना "विद्युत क्रय की **परिहारित** लागत" के रूप में की जायेगी। यदि वर्ष "t" में उपयोग के समय किसी DSM कार्यक्रम/उपाय के कारण बचत ΔSt है और यदि एक ही वर्ष में प्रसारण और वितरण हानियाँ क्रमश: TLt और DLt हैं, जिन्हें प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है, लाइसेंसधारी द्वारा वर्ष "t" में विद्युत की परित्याग की गयी क्रय (APPt) होगी :

$=\Delta St/[(1-TLt) \times (1-DLt)]$

यदि वर्ष "t" में विद्युत क्रय की दर Rt है, तो वर्ष "t" में विद्युत क्रय की परिहारित लागत (APPCt) होगी: $= APPt \times Rt$

7.3 लाइसेंसधारी की औसत समवर्ती चरम मांग में कमी के परिणामस्वरूप "अंतर-राज्यीय संचरण शुल्क" में कोई भी कमी इस परीक्षण के अंतर्गत "लाभ" मानी जायेगी;

7.4 ऊर्जा और मांग में होने वाली बचत को लाभ के रूप में गणना करते समय, वर्ष प्रति वर्ष 5 प्रतिशत वृद्धि दर को ध्यान में रखा जाना चाहिये।

नोट: परीक्षणों में भारित औसत पूंजी लागत **(**डब्ल्यूएसीसी**)** की छूट दर पर विचार किया जाना चाहिये।

7.5 प्रौद्योगिकी के "जीवनकाल" के दौरान लाभ और लागत दोनों की गणना की जायेगी;

7.6 वितरण लाइसेंसधारी प्रौद्योगिकी प्रदाता द्वारा रेट्रोफिट की "वारंटीशुदा" अवधि का उपयोग करेगा, क्योंकि यह सुनिश्चित करना महत्वपूर्ण है कि उपकरण/उपकरण के जीवनकाल में विचारित बचत प्राप्त हो ।

8. जीवनचक्र राजस्व प्रभाव **-** आरआईएम परीक्षण **:**

8.1 LRIRIM परीक्षण उसी डेटा का उपयोग करके आयोजित किया जायेगा जिसका उपयोग इन विनियमों के विनियम 7 में वर्णित RIM परीक्षण की गणना के लिये किया जाता है।

8.2 लागत के एनपीवी और लाभ के एनपीवी के बीच के अंतर को कुल उपयोगिता किलोवाट घंटे के विक्रय से विभाजित किया जायेगा ताकि गैर-भागीदारों पर दर के प्रभाव का निर्धारण किया जा सके।

8.3 वितरण लाइसेंसधारियों को दो और परीक्षणों के परिणाम भी प्रस्तुत करने होंगे - प्रतिभागी लागत परीक्षण (पीसीटी) और सामाजिक लागत परीक्षण (एससीटी); यद्यपि, ये प्रतिभागियों और समाज पर पड़ने वाले प्रभाव और निर्णय लेने की

प्रक्रिया को समझने में सहायक हो सकते हैं। पीसीटी और एससीटी को संपन्न करने की विधियाँ इन विनियमों के अनुलग्नक **2** में दी गयी हैं।

9. परीक्षणों में उपयोग किये गये प्रमुख इनपुट के मान **:**

राज्य में सभी वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा विचार किये जाने वाले डिफॉल्ट इनपुट मूल्य निम्नलिखित होंगे :

(क) टीआरसी, आरआर्इएम और पीसीटी के लिये विद्युत क्रय की **परिहारित** लागत - पिछले वित्तीय वर्ष के लिये ऊर्जा उपयोग स्टैक के शीर्ष 10% से संबंधित विद्युत क्रय की उच्चतम सीमांत लागत का भारित औसत ।

(ख) एससीटी के लिये विद्युत क्रय की बची हुर्इ लागत, सी.र्इ.आर.सी. द्वारा निर्धारित डे अहेड मार्केट के लिये प्रचलित अधिकतम दर होगी, जिसे डीएफ/डीएसएम पोर्टफोलियो प्रस्तुत करने के समय मान्य रूप से समय-समय पर संशोधित किया जायेगा।

आयोग, यदि आवश्यक है, आदेश द्वारा, उपरोक्त मूल्यों को वार्षिक रूप से संशोधित कर सकता है।

अध्याय III: **मूल्यांकन**, **मापन और सत्यापन**

10. डीएसएम मूल्यांकन**,** मापन और सत्यापन के मार्गदर्शक सिद्धांत

10.1 इन विनियमों के अंतर्गत आवृत्त् तीन बुनियादी प्रकार के मूल्यांकन इस प्रकार हैं :

क) <u>प्रभाव मूल्यांकन</u>: यह उन प्रभावों (जैसे, ऊर्जा और मांग में बचत) और सह-लाभों (जैसे, उत्सर्जन में कमी, स्वास्थ्य लाभ, रोजगार सृजन, ऊर्जा सुरक्षा, प्रसारण/वितरण लाभ और जल बचत) को निर्धारित करता है जो किसी कार्यक्रम के परिणामस्वरूप सीधे तौर पर प्राप्त होते हैं। प्रभाव मूल्यांकन, कार्यक्रमों की सापेक्ष लागत और लाभों की पहचान करने के उद्देश्य से किये गये लागत प्रभावशीलता विश्लेषण में सहायक होते हैं।

ख) <u>प्रक्रिया मूल्यांकन</u> जो कार्यक्रम के डिजाइन से लेकर कार्यान्वयन तक की प्रक्रिया का आकलन करता है, ताकि अवरोधों, दक्षताओं, सीमाओं और संभावित सुधारों की पहचान की जा सके। सुधार के अवसरों की पहचान करने में समयसीमा का ध्यान रखना आवश्यक है।

ग) <u>बाजार प्रभाव मूल्यांकन</u> जो ऊर्जा बाजार में बदलावों के कारण भविष्य में डीएफ/डीएसएम परियोजनाओं को प्रोत्साहित करने पर किसी कार्यक्रम के प्रभाव का अनुमान लगाता है।

10.2 सभी मांग लचीलापन और मांग पक्ष प्रबंधन परियोजनाओं और कार्यक्रमों के लिये संपूर्ण मूल्यांकन, माप और सत्यापन (ईएममवी) प्रक्रिया को जहां भी संभव हो, ऑनलाइन और वास्तविक समय मूल्यांकन उपकरणों का उपयोग करके पारदर्शी तरीके से प्रबंधित किया जायेगा। वितरण लाइसेंसधारियों को स्वतंत्र सत्यापन एजेंसियों (आईवीएसी) को पैनल में शामिल करना होगा, जो इन विनियमों के अंतर्गत परिभाषित विशेषज्ञता वाले व्यक्ति या संगठन हो सकते हैं। आयोग कार्यक्रमों का प्रत्यक्ष साथ ही यदि वह चाहे तों मामले-दर-मामले के आधार पर मूल्यांकन करने के लिये आर्इवीए (IVA) का विकल्प चुन सकता है।

11. प्रभाव मूल्यांकन :

सकल ऊर्जा/मांग बचत और सृजित मांग लचीलेपन के रूप में व्यक्त प्रभाव मूल्यांकन का निर्धारण, डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम के लागू होने के पश्चात् (अर्थात रिपोर्टिंग अवधि) ऊर्जा उपयोग और माँग की तुलना उस स्थिति में ऊर्जा उपयोग और मांग से करके किया जायेगा जब कार्यक्रम लागू नहीं किया गया हो (अर्थात बेसलाइन)। अनुमानित बचत की गणना निम्नलिखित समीकरण द्वारा की जायेगी :

अनुमानित बचत = (आधारभूत उपयोग) - (रिपोर्टिंग अवधि का उपयोग) ± (उपयुक्त समायोजन)

प्रभाव मूल्यांकन मुख्य रूप से निम्नलिखित तीन दृष्टिकोणों में से किसी एक का उपयोग करके किया जायेगा :

क) मापन एवं सत्यापन दृष्टिकोण;

ख) अनुमानित बचत दृष्टिकोण; और

ग) व्यापक डेटा विश्लेषण।

12. मापन एवं सत्यापन दृष्टिकोण:

अंतर्राष्ट्रीय प्रदर्शन मापन एवं सत्यापन प्रोटोकॉल (IPMVP) में वर्णित चार सामान्य मापन एवं सत्यापन पद्धतियों A, B, C और D का उपयोग आधारभूत उपयोग और रिपोर्टिंग अवधि के उपयोग की तुलना करते हुये उचित समायोजन के साथ बचत का अनुमान लगाने के लिये किया जा सकता है। वितरण लाइसेंसधारी को नये मांग पक्ष प्रबंधन कार्यक्रमों के अनुमोदन चरण में आईपीएमवीपी दिशानिर्देशों के अनुरूप मूल्यांकन प्रक्रिया का प्रस्ताव देना चाहिये। यदि वितरण लाइसेंसधारी किसी अन्य उपयुक्त कार्यप्रणाली का प्रस्ताव करना चाहते हैं, तो पोर्टफोलियो और कार्यक्रमों में उन्हें स्पष्ट रूप से शामिल किया जाना चाहिये और इसके लिये औचित्य भी बताया जाना चाहिये। अनुलग्नक-3 में आईपीएमवीपी के अनुसार चार मापन एवं सत्यापन पद्धतियों का सामान्य विवरण दर्शाया गया है।

13. अनुमानित बचत दृष्टिकोण**:**

13.1 अनुमानित बचत **(**यथा "निर्धारित" बचत के भी संदर्भित**)** को विशिष्ट डीएसएम परियोजनाओं के ऐतिहासिक बचत मूल्यों के आधार पर रिपोर्ट किया जायेगा। अनुमानित बचत मूल्यों के स्रोतों को मूल्यांकन योजना में प्रलेखित किया जाना चाहिये।

13.2 परियोजनाओं के एक नमूने के लिये निर्धारित अनुमानित बचत को डीएसएम कार्यक्रम में सभी परियोजनाओं पर लागू किया जायेगा ताकि कार्यक्रम-स्तर की बचत का अनुमान लगाया जा सके। वितरण लाइसेंसधारी द्वारा डीएसएम कार्यक्रमों के लिये अनुमानित बचत दृष्टिकोण की सिफारिश की जायेगी जो दोहराए जाते हैं और जिनकी निश्चित परिचालन स्थितियां (जैसे परिचालन घंटे) और अच्छी तरह से प्रमाणित बचत मूल्य (जैसे ऊर्जा उपभोग पैटर्न) होते हैं। वितरण लाइसेंसधारियों को इस दृष्टिकोण का प्रस्ताव तब देना चाहिये जब कुछ प्रकार की प्रौद्योगिकियों के लिये अच्छी तरह से प्रलेखित और व्यवस्थित रूप से मान्य स्रोत, जैसे कि ऐतिहासिक मूल्यांकन, उपलब्ध हों।

14. बड़े पैमाने पर डेटा विश्लेषण **:**

यदि ऊर्जा उपयोग के एकरूप पैटर्न स्थापित हो गये हों और ऐसी श्रेणियों में कार्यक्रमों का कार्यान्वयन किया गया हो, मांग पक्ष प्रबंधन कार्यक्रमों के कार्यान्वयन से पहले और बाद में ऊर्जा उपयोग की समय- श्रृंखला तुलना का उपयोग करके बचत मूल्यांकन किया जा सकता है। दूसरे दृष्टिकोण में प्रतिभागियों और गैर-प्रतिभागियों द्वारा ऊर्जा के उपयोग की तुलना शामिल होगी।

15. प्रक्रिया मूल्यांकन **:**

वितरण लाइसेंसधारियों को प्रस्तावित उपायों के कार्यक्रम डिजाइन और लागत-प्रभावशीलता में सुधार के लिये सख्त प्रक्रिया मूल्यांकन भी शामिल करना होगा। प्रक्रिया मूल्यांकन को इस प्रकार संरचित किया जायेगा ताकि डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम कार्यान्वयन प्रक्रियाओं और प्रणाली की दक्षता और प्रभावशीलता की जांच की जा सके।

16. बाजार प्रभाव मूल्यांकन :

र्इएमवी विशिष्ट डीएफ/डीएसएम कार्यक्रमों के परिणामस्वरूप बाजार पर पड़ने वाले प्रभावों का भी आकलन करेगा। इस मूल्यांकन में निम्नलिखित शामिल होंगे :

क) वितरण लाइसेंसधारी के समर्थन के बिना प्रतिभागियों द्वारा कार्यान्वित किये गये अतिरिक्त डीएफ/डीएसएम कार्यक्रमों का मूल्यांकन।

ख) वितरण लाइसेंसधारी के डीएसएम कार्यक्रमों के माध्यम से प्रचारित तकनीकी हस्तक्षेपों को लागू करने वाली अतिरिक्त ईकाईयाँ।

ग) बाजार में अभिभावी दक्षताओं में परिवर्तन और कुशल उत्पादों की उपलब्धता का मूल्य निर्धारण का आकलन।

17. स्वतंत्र सत्यापन एजेंसियों को पैनल में सम्मिलित करना:

वितरण लाइसेंसधारियों को स्वतंत्र सत्यापन एजेंसियों (आईवीए) को पैनल में सम्मिलित करना होगा। आईवीए का चयन निम्नलिखित मानदंडों के आधार पर किया जायेगा:

क) आईवीए व्यक्तिगत सलाहकार, परामर्श संगठन, शैक्षणिक/अनुसंधान संस्थान, नागरिक समाज संगठन और/या उनके संघ हो सकते हैं;

ख) आईवीए में कम से कम एक बीर्इर्इ प्रमाणित ऊर्जा अंकेक्षक या प्रमाणित ऊर्जा प्रबंधक होना चाहिये या परामर्श संगठनों/संघों के मामले में किसी राष्ट्रीय या अंतर्राष्ट्रीय प्रमाणन एजेंसी द्वारा प्रमाणित एक प्रमाणित मापन एवं सत्यापन पेशेवर (सीएमवीपी) होना चाहिये; और

ग) बड़े डेटासेट से संबंधित डिजाइन, कार्यान्वयन, समीक्षा, माप, सत्यापन और सांख्यिकीय विश्लेषण में अनुभव होना चाहिये।

घ) विशिष्ट परियोजनाओं के लिये नियुक्त आर्इवीए को डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम के डिजाइन, कार्यान्वयन, समीक्षा और किसी भी संबंधित गतिविधि में सन्निहित नहीं होना चाहिये था।

18. र्इएमवी रिपोर्ट प्रारूप:

आर्इवीए द्वारा प्रस्तुत र्इएमवी रिपोर्ट में कम से कम निम्नलिखित शामिल होने चाहिये :

क) डीएफ/डीएसएम पोर्टफोलियो/कार्यक्रम का विवरण,

ख) प्रस्तावित प्रभाव का विवरण,

ग) प्रक्रिया और बाजार मूल्यांकन पद्धतियाँ,

घ) मापन उपकरणों का विवरण,

ड़) नमूनाकरण प्रक्रिया,

च) रिपोर्टिंग अवधि,

छ) आधारभूत अवधि,

ज) मीटरिंग/मापन सटीकता,

झ) किये गये सांख्यिकीय विश्लेषण,

ञ) मान्यताओं की सूची।

ट) उपयोग किये गये सर्वेक्षण उपकरण और मुख्य कच्चा(raw) डेटा, उत्तरदाताओं की संपर्क जानकारी सहित सूची और आर्इवीए के प्रत्यय-पत्र सहित अनुलग्नक।

अध्याय IV: **विविध**

19. कठिनाइयों को दूर करने की शक्तियाँ**:**

यदि इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को लागू करने में कोर्इ कठिनार्इ उत्पन्न होती है, आयोग आदेश द्वारा, अधिनियम के विपरीत न होते हुये, ऐसी उपयुक्त कार्रवार्इ कर सकता है जो आयोग को कठिनाइयों को दूर करने के उद्देश्य से आवश्यक या उचित प्रतीत हो ।

20. व्यावृति**:**

इसके बावजूद, इन विनियमों के प्रारंभ होने से पहले मांग लचीलापन (डीएफ)/मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम) से संबंधित किसी भी कार्य, कार्यवाही, रिपोर्ट, पुष्टिकरण या घोषणा सहित, किये गये या किये जाने का दावा किये गये किसी भी कार्य या कार्रवार्इ को, इन विनियमों के संबंधित प्रावधानों के अंतर्गत किया गया या लिया गया माना जायेगा।

21. आदेश और अभ्यास निर्देश**:**

अधिनियम के प्रावधानों के अधीन रहते हुये, आयोग समय-समय पर इन विनियमों के कार्यान्वयन के संबंध में आदेश और निर्देश जारी कर सकता है।

22. संशोधन करने की शक्ति**:**

आयोग किसी भी समय इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को परिवर्तित, रूपान्तरित या संशोधित कर सकता है।

आयोग के आदेशानुसार,

सचिव।

अनुलग्नक 1: डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम पोर्टफोलियो और कार्यान्वयन कार्य योजना का प्रारूप **(**मॉडल प्रारूप**) (**वितरण लाइसेंसधारी आवश्यकतानुसार जानकारी शामिल कर सकता है**)**

वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा आयोग की स्वीकृति के लिये प्रस्तुत की जाने वाली डीएफ/डीएसएम विस्तृत परियोजना रिपोर्ट (डीपीआर) में निम्नलिखित शामिल होना अपेक्षित होगा **(MYT / ARR** के प्रस्ताव के लिये**)** :

परियोजना डेटा प्रारूप:

लाइसेंसधारी का नाम: ..... जोन/वृत्त/खण्ड/स्थिति :...../...../...../.....

डीएफ/डीएसएम कार्य का नाम/विवरण:..... अनुमानित लागत: .....

प्रस्तावित आरंभ तिथि:..... पूर्ण होने की लक्षित दिनांक:.....

कार्य का संक्षिप्त विवरण

i. नये प्रस्तावों में निम्नलिखित शामिल होंगे :

   क. योजना का अवलोकन,

   ख. योजना अवधि के लिये डीएफ/डीएसएम लक्ष्य;

   ग. एमवाईटी/एआरआर अवधि के लिये परिकल्पित कुल वित्तपोषण, जिसमें लाइसेंसधारी द्वारा डीएफ/डीएसएम प्रयासों के कार्यक्रमों और प्रशासन एवं प्रबंधन के लिये निधि का विवरण, आयोग द्वारा निर्धारित डीएफ/डीएसएम लक्ष्यों को पूरा करने के लिये कार्यान्वित किये जाने वाले प्रस्तावित डीएफ/डीएसएम कार्यक्रमों की सूची और संक्षिप्त विवरण;

   घ. योजना स्तर तथा प्रत्येक डीएफ/डीएसएम कार्यक्रम स्तर पर लागत-प्रभावशीलता, जिसमें उपभोक्ता टैरिफ पर प्रभाव शामिल हो ;

   ड़. योजना का गुणात्मक और/या मात्रात्मक योगदान;

   च. लक्ष्यों की प्राप्ति और निधि आवश्यकता का वर्षवार विवरण;

ii. निम्नलिखित के साथ तुलना करते हुये, कार्य को शुरू करने के कारणों (आवश्यकता उत्पन्न करने वाली परिस्थितियां) को संक्षेप में दर्ज करें (यदि लागू हो) :

   क. लक्ष्यों के मुकाबले पिछली बहुवर्षीय योजना की उपलब्धियाँ;

   ख. यदि निर्धारित लक्ष्य प्राप्त नहीं हुये हैं तो उनके कारण और स्पष्टीकरण;

   ग. निधि का उपयोग;

घ. विभिन्न कार्यक्रमों के कार्यान्वयन में आने वाली प्रमुख बाधाओं का औचित्य;

ङ. भविष्य के कार्यान्वयन के लिये विचारणीय सुझाव/तथ्य।

iii. प्रस्ताव के लिये विचार किये जाने वाले लक्षण:

क. मांग पूर्ति, लोड शेडिंग, यदि कोर्इ हो, सहित सामान्य तौर पर विद्युत की स्थिति के बारे में वर्तमान समय श्रृंखला (पिछले 5 वर्षो) की जानकारी, ;

ख. लाइसेंसधारी का उपभोक्ता आधार - उपभोक्ताओं की कुल संख्या, दर श्रेणी के अनुसार उपभोक्ता;

ग. कुल उपभोग और उपभोक्ता एवं दर श्रेणी के अनुसार उसका विभाजन;

घ. स्रोतवार ऊर्जा क्रय और विद्युत क्रय की औसत दर; लोड अवधि वक्र, मौसम के अनुसार चरम लोड, विशिष्ट औसत दैनिक, मौसमी और साप्ताहिक लोड वक्र;

ङ. अगले पांच वर्षो (योजना अवधि) के लिये मांग, ऊर्जा आवश्यकता, बिक्री और राजस्व आवश्यकता का पूर्वानुमान, साथ ही उपयोग की गयी कार्यप्रणाली, उपयोग किये गये डेटा, उपयोग की गयी अंतर्निहित मान्यताओं का विवरण और मान्यताओं का आधार, किये गये संवेदनशीलता विश्लेषण और संवेदनशीलता विश्लेषण करने के लिये मानी गयी मान्यताओं और अन्य शर्तों में परिवर्तन।

च. प्राथमिक/प्रमुख उद्देश्य या आशयित परिणामों के मात्रात्मक निर्धारण के संदर्भ में प्राप्त किये जाने वाले उद्देश्य (उदाहरण: .....एमवीए/केवीए के पीक लोड को कम करना (यदि लागू हो तो आयोग द्वारा अनुमोदित लक्ष्यों की तुलना में)

.....

.....

.....

छ. प्राथमिक उद्देश्य की प्राप्ति के लिये कार्य योजना :

i. चालू होने पर इसे पूरी तरह से प्राप्त किया जाना है

ii. निम्न वर्षों के चरणों में प्राप्त किया जाना है

प्रथम वर्ष .....%,

द्वितीय वर्ष.....%.,

तृतीय वर्ष .....%.

ज. डीएफ/डीएसएम योजना के लक्ष्य और संसाधन उपलब्धता अनुमान: प्रस्तावित डीएसएम लक्ष्यों और लक्ष्यों को पूरा करने के लिये आवश्यक संसाधनों के बारे में विस्तृत जानकारी।

झ. यदि कोर्इ अन्य उद्देश्य हैं जिन्हें प्राप्त किया जाना है, तो उनकी सूची बनायें और लक्ष्यों की प्राप्ति के लिये निर्धारित समय सीमा बताएं, जैसे कि क्षेत्रों, खंडों और अंतिम उपयोगों की पहचान: घरेलू, वाणिज्यिक, औद्योगिक, कृषि जैसे क्षेत्रों और उपभोक्ता श्रेणी जैसे खंडों के बारे में विस्तृत जानकारी, जैसे कि कार्यालय, अस्पताल, होटल, मॉल, बैंक, औद्योगिक समूह - औद्योगिक संपदा, भौगोलिक क्षेत्र, स्ट्रीट लाइटिंग, ग्राम पंचायत जल आपूर्ति प्रणाली, विशिष्ट फीडर, आदि और अंतिम उपयोग (प्रकाश व्यवस्था, पंपिंग, हीटिंग, स्पेस कूलिंग, एयर कंडीशनिंग आदि) इन क्षेत्रों, खंडों और अंतिम उपयोगों को चुनने के औचित्य और उपलब्धि के रूप में लक्षित किये जाते हैं।

उद्देश्यों का नाम	उपलब्धि का लक्षित समय
1.	.....
2.	.....
3.	.....
4.	.....
5.	.....

ञ. डीएसएम लक्ष्यों को प्राप्त करने के लिये डीएफ/डीएसएम उपायों/प्रौद्योगिकी विकल्पों/पोर्टफोलियो योजनाओं की पहचान: लक्ष्यों को प्राप्त करने के उद्देश्य से निर्धारित क्षेत्रों, खंडों और अंतिम उपयोगों के भीतर डीएसएम उपायों और प्रौद्योगिकियों की पहचान के लिये उपयोग की जाने वाली विस्तृत प्रक्रिया (औचित्य सहित)।

ट. यदि कोई हो, तो परियोजना के वित्तपोषण योजना का विवरण दें। अन्यथा, उन स्रोतों का उल्लेख करें जिनसे धनराशि का हस्तांतरण किया गया था

.....

.....

ठ. व्यय की योजना :

प्रथम वर्ष: रू..... द्वितीय वर्ष: रु..... तृतीय वर्ष: रु.....

क. विचार किये गये विकल्पों की सूची प्रदान करें। यदि विकल्प दिए गये हैं, तो प्रस्तावित योजना को अंतिम रूप देने का आधार बताये।

.....

.....

.....

ख. इन विनियमों में यथा निर्दिष्ट लागत-लाभ विश्लेषण का विवरण।

.....

.....

.....

iv. व्यक्तिगत कार्यक्रम विवरण: डीएसएम कार्यक्रमों के अंतिम रूप से पहचाने गये पोर्टफोलियो में शामिल प्रत्येक डीएसएम कार्यक्रम के लिये, इस अनुलग्नक के अंत में हाइलाइट की गयी जानकारी प्रदान करें।

v. वार्षिक और संचयी उपलब्धियाँ: अंतिम रूप से निर्धारित पोर्टफोलियो में विभिन्न डीएसएम कार्यक्रमों से प्राप्त होने वाले वार्षिक योगदान का विवरण (यह सुनिश्चित करने के लिये कि योजना के संचयी लक्ष्य पूरे हों गये है)।

vi. डीएफ/डीएसएम योजना र्इएमवी : इन विनियमों के अध्याय III के अनुसार डीएसएम योजना के लिये ईएमवी योजना पर विवरण ।

vii. डीएफ/डीएसएम योजना की निगरानी और रिपोर्टिंग: निगरानी और रिपोर्टिंग योजना का विवरण (आवृत्ति, न्यूनतम सामग्री, प्रारूप, संकेतक और सत्यापन के चयनित साधन) ।

viii. कार्यान्वयन योजना: कार्यक्रमों, पोर्टफोलियो और योजना के विभिन्न तत्वों के कार्यान्वयन की समय सारणी का विवरणय साथ ही गतिविधि चार्ट प्रस्तुत करके इसकी पुष्टि करना।

नोट:

लागत - प्रभावशीलता की गणना इन विनियमों के अध्याय **II** में निर्दिष्ट परीक्षणों के अनुसार की जायेगी।

एपीआर में प्रस्तुत करना होगा :

विस्तृत परियोजना रिपोर्ट (डीपीआर) दस्तावेज के तत्व :

यह लाइसेंसधारक और सभी हितधारकों के लिये एक संदर्भ दस्तावेज होगा। इसमें उपभोक्ता वर्गों की जानकारी के साथ-साथ लागू किये जाने वाले पहचाने गये डीएसएम उपायों की जानकारी भी शामिल होगी और प्राप्त प्रोत्साहनों और उपभोक्ता/विक्रेता इंटरफेस की विशेषताओं, वितरण विकल्पों, संस्थागत संबंधों, समय-सीमा और कार्यान्वयन जिम्मेदारियों के साथ विस्तृत कार्यक्रम कार्यान्वयन योजना के बारे में जानकारी रखें। एपीआर में निम्नलिखित तत्व शामिल होंगे।

1. कार्यक्रम का विवरण:

क. डीएसएम उपायों और प्रौद्योगिकियों का विवरण, इस कार्यक्रम द्वारा प्रचलित विनियमों के अनुसार प्रासंगिक मूल्य निर्धारण, गुणवत्ता आश्वासन और प्रतिस्थापन/गारंटी नीति को लागू करना आशियित है।

ख. कार्यक्रम जिन उपभोक्ता वर्गों को लक्षित कर रहा है, उनमें लक्षित वर्ग के भीतर संभावित उपभोक्ताओं की पहचान के लिये उपयोग किये जाने वाले पात्रता मानदंड शामिल हैं।

ग. कार्यान्वयन प्रक्रिया में अन्तर्ग्रस्त अन्य हितधारक (वित्तपोषक, ऊर्जा सेवा कंपनियां, उपकरण विक्रेता, परामर्शदाता, ऊर्जा अंकेक्षक, व्यापार संघ, व्यक्तियों के समूह, गैर सरकारी संगठन, शैक्षणिक संस्थान, सरकारी संगठन), उनकी भूमिकाओं और जिम्मेदारियों का विवरण और उनकी भागीदारी का तरीका।

घ. कार्यक्रम जिन बाधाओं का समाधान कर रहा है।

ड़. कार्यक्रम द्वारा प्रस्तावित व्यूहरचना, जिसमें प्रस्तावित प्रोत्साहन (यदि कोर्इ हो), उपभोक्ताओं और अन्य हितधारकों को कार्यक्रम में भाग लेने के लिये प्रेरित करने की व्यूहरचनायें, भुगतान और संग्रह तंत्र का विवरण और उपकरण/एपलाइन्स/सेवा वितरण तंत्र शामिल हैं।

च. कार्यक्रम प्रबंधन और कार्यान्वयन व्यवस्थाओं का विवरण, साथ ही संस्थागत संबंधों और लाइसेंसधारियों द्वारा अपनार्इ जाने वाली आंतरिक कार्यक्रम ट्रैकिंग प्रणालियों का विवरण।

2. र्इएमवी, निगरानी और रिपोर्टिंग :

इसमें र्इएमवी और निगरानी एवं रिपोर्टिंग योजनाएं शामिल होंगी :

क. आधारभूत गणना का विवरण और निगरानी एवं सत्यापन पद्धति का विवरण।

ख. डीएसएम कार्यक्रम की निगरानी, समीक्षा और प्रभाव (कार्यक्रम में भागीदारी के संदर्भ में, कुशल उपकरणों और प्रौद्योगिकियों के प्रवेश स्तर में वृद्धि के संदर्भ में, और भार में कमी/ऊर्जा बचत के संदर्भ में) विश्लेषण प्रणाली/तंत्र का विवरण।

3. वास्तविक स्थिति बनाम लक्ष्य के अनुसार कार्यान्वयन अनुसूची का विवरण:

4. बचत अनुमान प्रक्रिया में उपयोग की गयी सभी मान्यताओं सहित, आधार रेखा को ध्यान में रखते हुये, कार्यक्रम के कारण वार्षिक और संचयी बचत ।

5. वार्षिक कार्यक्रम वित्तपोषण आवश्यकताएँ: इसमें वित्तपोषण व्यवस्था का विवरण और वितरण लाइसेंसधारी, विक्रेताओं, उपभोक्ताओं, खुदरा विक्रेताओं, राज्य सरकार, केंद्र सरकार आदि की हिस्सेदारी शामिल होगी।

6. लागत प्रभावशीलता गणना का विवरण, जिसमें कार्यक्रम की लागत और लाभ, उपभोक्ता टैरिफ पर प्रभाव, सभी विचारित इनपुट मूल्यों का स्पष्ट विवरण और लागत प्रभावशीलता गणना शामिल है।

7. विवाद समाधान तंत्र: कार्यक्रम के कार्यान्वयन चरण के दौरान उत्पन्न होने वाले विवादों के समाधान के लिये उचित तंत्र का पालन किया जाना।

अनुलग्नक 2: पीसीटी और एससीटी को संपन्न करने की विधियाँ

1. प्रतिभागी लागत परीक्षण (पीसीटी)

यह परीक्षण एक "औसत" उपभोक्ता को डीएसएम कार्यक्रम में भाग लेने से होने वाले मात्रात्मक लाभों और लागतों का माप प्रदान करता है। चूंकि कई उपभोक्ता डीएसएम कार्यक्रम में भाग लेने का अपना निर्णय पूरी तरह से मात्रात्मक चरों पर आधारित नहीं करते हैं (अक्सर उपभोक्ता किसी उपकरण/सामान/डिवाइस को क्रय करने का निर्णय छूट, विशेषताओं, ब्रांड मूल्य, प्रारंभिक लागत आदि जैसे कारकों पर आधारित करते हैं।), उपभोक्ता के लिये कार्यक्रम के लाभों और लागतों को पूरी तरह से प्रतिनिधित्व नही कर सकता है।

1.1 लागतें

सरल शब्दों में कहें तो, इस परीक्षण में शामिल लागतें प्रतिभागी द्वारा भुगतान की गयी कार्यक्रम लागतें हैं। इसके अतिरिक्त, डीएसएम कार्यक्रम के परिणामस्वरूप प्रतिभागी के विद्युत बिल में होने वाली किसी भी वृद्धि को भी इस परीक्षण के अंतर्गत लागत के रूप में माना जायेगा। अत: इस परीक्षण से जुड़े "लागत" तत्व आमतौर पर निम्नलिखित हैं :

क) प्रतिभागी द्वारा भुगतान किये गये या भुगतान की सीमा तक लागू करों, शुल्कों, लेवी आदि सहित, कुशल उपकरण/सामग्री/डिवाईस/प्रौद्योगिकी या कार्यपद्धति की लागत;

ख) कुशल उपकरण/सामग्री/डिवाईस/कार्यपद्धति/प्रौद्योगिकी से संबंधित स्थापना, परीक्षण और चालू करने की लागत, प्रतिभागी द्वारा भुगतान की गयी या भुगतान की गयी सीमा तक;

ग) प्रतिभागी द्वारा भुगतान की गयी या भुगतान की गयी सीमा तक, उपाय/कार्यक्रम की अवधि के दौरान वार्षिक संचालन और रखरखाव लागत;

घ) पुराने अक्षम उपकरणों को हटाने की लागत (यदि डीएसएम उपाय/कार्यक्रम में प्रतिस्थापन या रेट्रोफिटिंग अन्तर्ग्रस्त है) प्रतिभागी द्वारा भुगतान की गयी या भुगतान की गयी सीमा तक;

ड़) कार्यक्रम प्रशासन, निगरानी और मूल्यांकन की लागतें जो प्रतिभागी द्वारा भुगतान की गयी या भुगतान की गयी सीमा तक ;

च) कार्यक्रम के विपणन संबंधी लागतें, जिनमें प्रतिभागी द्वारा भुगतान की गयी या भुगतान की गयी सीमा तक प्रोत्साहन राशि (यदि कोई हो) शामिल हैं;

छ) डीएसएम कार्यक्रम के कारण प्रतिभागी के विद्युत बिल में वृद्धि ।

ज) यदि कोर्इ पुराना उपकरण/सामग्री/डिवाईस/प्रौद्योगिकी आदि है जिसे बदला जा रहा है तो इस पुराने उपकरण या उपकरण के स्क्रैप मूल्य को लागत में कमी के रूप में माना जाता है।

इसी प्रकार, यदि उपभोक्ता को कोर्इ कर छूट या प्रोत्साहन दिया जाता है, तो उसे लागत में कमी के रूप में व्यवहृत किया जा सकता है। परंपरागत रूप से, इसे पीसीटी के अंतर्गत डीएसएम कार्यक्रम के परिणामस्वरूप प्रतिभागी को प्राप्त होने वाले लाभ के रूप में व्यवहृत किया जायेगा।

1.2 लाभ

इस परीक्षण के अंतर्गत मिलने वाले लाभों में उपभोक्ता के विद्युत बिल में कमी, उपभोक्ता को प्राप्त कर छूट और उपभोक्ता को प्राप्त प्रोत्साहन शामिल हैं।

1.3 परीक्षण परिणाम

एनपीवी को प्राथमिक मूल्यांकन मानदंड के रूप में उपयोग किया जायेगा। एनपीवी का मान शून्य या उससे अधिक होने पर यह संकेत मिलेगा कि पीसीटी परीक्षण सफल हो गया है। इसका यह भी अर्थ होगा कि डीएसएम कार्यक्रम एक ''औसत'' प्रतिभागी उपभोक्ता के लिये लाभकारी है। दूसरी ओर, शून्य से कम एनपीवी मान यह दर्शाता है कि पीसीटी के लिये मूल्यांकन किये जा रहे डीएसएम माप/कार्यक्रम पीसीटी में विफल रहा है, अर्थात्, डीएसएम कार्यक्रम में भाग लेना उपभोक्ता के लिये फायदेमंद नहीं है।

इस परीक्षण के अंतर्गत, कर क्रेडिट और प्रोत्साहन एनपीवी समीकरण के लाभ पक्ष में प्रतीत होते हैं। इस प्रकार, प्रोत्साहन या कर छूट की पेशकश करके डीएसएम कार्यक्रम के लाभ पक्ष को वर्धित किया जा सकता है। जिन डीएसएम कार्यक्रमों में नकारात्मक एनपीवी मान दिखार्इ देते हैं, उनके लिये पीसीटी परीक्षण कर क्रेडिट/प्रोत्साहन के उस न्यूनतम सीमा (threshold) स्तर की पहचान करने में मदद कर सकता है जिसे प्रतिभागियों के दृष्टिकोण से डीएसएम कार्यक्रम को लाभकारी बनाने के लिये पेश करने की आवश्यकता होगी। ऐसी न्यूनतम सीमा राशि वह कर क्रेडिट/प्रोत्साहन मूल्य होगी जिसके लिये एनपीवी शून्य है।

एनपीवी मूल्य पर प्रत्येक मान्यता के प्रभाव के स्तर को समझने के लिये विभिन्न मान्यताओं के संबंध में संवेदनशीलता विश्लेषण भी किया जाना चाहिये।

2. सामाजिक लागत परीक्षण **(**एससीटी**)**

सामाजिक लागत परीक्षण संरचनात्मक रूप से कुल संसाधन लागत परीक्षण के समान है। तथापि, एससीटी, टीआरसी परीक्षण से आगे बढ़कर, सेवा क्षेत्र (लाइसेंसधारी और उसके उपभोक्ताओं) के बजाय समग्र रूप से समाज के लिये कुल संसाधन लागत में परिवर्तन को मापने का प्रयास करता है, विद्युत क्रय दर, छूट दर आदि जैसे कुछ इनपुट चरों के लिये अलग-अलग मूल्यों पर विचार करना आवश्यक होगा। अधिक स्पष्ट रूप से, सामाजिक परीक्षण, टीआरसी परीक्षण से निम्नलिखित तरीकों से भिन्न है:

2.1 विद्युत क्रय दर का मूल्य "विद्युत की सामाजिक लागत" होना चाहिये, जिसे विद्युत के लिये उपभोक्ताओं की भुगतान करने की रजामंदी या विद्युत के लिये उपभोक्ता जो कीमत देने को इच्छुक है, के रूप में माना जा सकता है। भारतीय संदर्भ में, सीर्इआरसी द्वारा निर्धारित डे अहेड मार्केट के लिये अधिकतम दर को विद्युत के लिये उपभोक्ताओं की भुगतान करने की रजामंदी को प्रतिनिधित्व (proxy) के रूप में प्रयुक्त किया जा सकता है, और इस प्रकार विद्युत की सामाजिक लागत को इन विनियमों के विनियम **8** के अनुसार लिया जा सकता है।

2.2 चूंकि सामाजिक परीक्षण में करों, शुल्कों, कररोपण, कर क्रेडिट आदि को हस्तांतरण भुगतान के रूप में माना जाता है, इसलिये उन्हें गणना से बाहर रखा जाना चाहिये।

2.3 एससीटी के अंतर्गत छूट दर का मान सामाजिक छूट दर होना चाहिये। डीएसएम कार्यक्रमों के संदर्भ में, लाइसेंसधारी इन विनियमों के विनियम 8 के अनुसार सामाजिक छूट दर का उपयोग कर सकते हैं।

2.4 डीएसएम उपाय को लागू करने के परिणामस्वरूप ग्रीनहाउस गैसों में कमी जैसे अप्रत्यक्ष लाभों को एससीटी की गणना करते समय ध्यान में रखा जाना चाहिये।

अनुलग्नक 3: आईपीएमवीपी मापन एवं सत्यापन पद्धतियाँ और अनुशंसित चयन प्रक्रिया।

चार आईपीएमवीपी विकल्प ऊर्जा बचत का मूल्यांकन करने के लिये विधियों का एक लचीला सेट (विकल्प ए, बी, सी और डी) प्रदान करते हैं, जो बचत की निश्चितता और लागत के विभिन्न स्तरों वाली सुविधाओं में ऊर्जा बचत का मूल्यांकन करने के लिये उपयुक्त हैं। प्रत्येक विकल्प का संक्षिप्त विवरण यहाँ दिया गया है:

विकल्प ए में इंजीनियरिंग मॉडल में बचत की गणना करने के लिये आवश्यक प्रमुख कारकों के निर्धारण और माप दोनों के संयोजन का उपयोग करना अन्तर्ग्रस्त है।

विकल्प बी और सी में इंजीनियरिंग मॉडल (विकल्प बी) या प्रतिगमन विश्लेषण (विकल्प सी) में स्पॉट, अल्पकालिक या निरंतर माप का उपयोग करना अन्तर्ग्रस्त है।

विकल्प डी में कंप्यूटर सिमुलेशन मॉडल को कैलिब्रेट करने के लिये स्पॉट, अल्पकालिक या निरंतर माप अन्तर्ग्रस्त है।

प्रत्येक परियोजना की विभिन्न विशेषताओं के आधार पर विशेष विकल्प का चयन किया जाता है। सभी दृष्टिकोणों में एक मानदंड जो समान रूप से लागू होता है, वह है आर्इवीए का अनुभव और विशेषज्ञता।

RAJASTHAN ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

NOTIFICATION

Jaipur, April 17, 2026

No. RERC/Secy/ Reg. 165: In exercise of the powers conferred under Section 181(2) (zp) of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003) read with sections 3, 61, 66, 86 and all other powers enabling in this behalf, the Rajasthan Electricity Regulatory Commission hereby makes the following Regulations, namely:

1. Short Title, extent and Commencement

(1) These Regulations may be called the" **"Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Demand Flexibility (DF)/Demand Side Management (DSM)) Regulations, 2026."**

(2) These Regulations shall be applicable to all the Distribution Licensees including deemed Distribution licensees and their successor entities in the State of Rajasthan.

(3) These Regulations shall come into effect from the date of notification in the Rajasthan Gazette.

(4) Demand Flexibility Portfolio obligation under Regulation 3.4.1(c) shall be effective from 1 Apr, 2026.

Provided that the first year (FY 2026-27) shall be considered as preparatory load research and capacity building year.

2. Definitions

2.1 In these Regulations, unless the context otherwise requires:

a) **"Act"** means the Electricity Act, 2003(36 of 2003) as amended from time to time.

b) **"Aggregator**" is an entity registered with the Distribution Licensee to provide aggregation of one or more of the services like demand response services under the demand flexibility mechanism, Distributed Generation, Energy Storage etc., within the area of distribution licensee;

Provided that Distribution Licensee may register common aggregator for various services.

c) **"ARR"** means Annual Revenue Requirement.

d) "**Avoided Costs"** means the incremental costs saved by the distribution licensee when it avoids purchase of power or distribution related costs in existing or new distribution system investment or upgrades because of implementation of DF / DSM programmes;

e) **"Baseline data"** means the data relating to the consumption and/or demand for electricity from any specified class or category of consumers or any distribution area, before a DSM/DF programme begins, to provide a starting point for comparison for assessing the program impact;

f) **"Commission"** means the Rajasthan Electricity Regulatory Commission (RERC) as constituted under Section 82 of the Act;

g) **"Cost Effectiveness"** means an indicator of the relative performance or economic attractiveness of any investment in DF/DSM programme or when compared to the costs of energy produced and delivered in the absence of such an investment and as stipulated in **Chapter II of these Regulations**;

h) **"Demand Flexibility" or "DF"** means the ability of demand-side loads that can vary consumption patterns hourly or any other time scale, for making electricity more affordable to consumers with the co-benefits of reducing or deferring system costs or an end-use consumption that can increase or decrease as a demand response measure;

i) **"Demand Flexibility Portfolio Obligations" or "DFPO"** means a trajectory of flexible demand that a distribution licensee needs to ensure availability on an annual basis to provide quick ramping-up and ramping-down of the load based on the system requirements, including maximizing renewable energy integration services;

j) **"Demand Response"** means variation in electricity usage by the end consumers or by a control area manually or automatically, on standalone or aggregated basis, in response to the system requirements.

k) **"DF / DSM Cell"** means a specific Cell to be set-up by the Distribution Licensee for targeted activities towards implementation of the DF/DSM activities mandated under these Regulations.

l) **"DF/DSM Resource"** means a saving in consumption (kWh) and/or demand (kW/KVA), as a result of implementation of DF /DSM programme (as a single or group of devices at a single or multiple locations), expressed in three important dimensions namely Quantum (kWh and/or kW/kVA), Time and Cost;

provided that fossil-fuel-based Diesel Generators (DGs) are strictly excluded and shall not qualify as an eligible DF/DSM Resource.

m) **"DF Gateway"** means a standardized interface or secure communication gateway at the consumer premises that facilitates the aggregation, monitoring, and dispatch of Demand

Flexibility Resources.

n) **"Distribution Licensee"** means a person who has been granted a license under Section 14 of the Act to operate and maintain a distribution system for supplying electricity to the consumers in his area of supply and includes a deemed Licensee;

o) **"DSM"** means Demand Side Management; capturing the actions of a Distribution Licensee towards altering the end-use of electricity - whether it is to increase demand, decrease it, shift it between high and low peak periods - in the overall interests of reducing Distribution Licensee costs.

p) **"Energy Efficiency"** means activities or programs that encourage consumers to reduce energy use by making investments in more efficient equipment or control that reduces energy use while maintaining a comparable level of service as perceived by the consumer;

q) **"Evaluation, Measurement and Verification or EMV"** means activities included under **Chapter III of these Regulations**, which involves evaluation, monitoring, measurement and verification of DF / DSM programmes;

r) **"Flexibility Event"** means a specific, time-bound dispatch instruction issued by the Distribution Licensee or Aggregator to activate demand response or load-shifting measures to alleviate network constraints or balance supply and demand.

s) **"Independent Verification Agency or IVAs"** are either individuals certified as energy auditors or accredited energy auditors or energy managers or measurement and verification professionals or organisations with individuals certified as energy auditors or accredited energy auditors or energy managers or measurement and verification professionals;

t) **"IPMVP"** means International Performance Measurement & Verification Protocol which provides guidelines that can be used to estimate the savings from the DF/DSM programmes;

u) **"Life"** means an estimate of the median number of years that the DF/ DSM measures installed and operable under the program or the warrantied years of service.

v) **"Load Management"** means programs that reduce or shift peak demand from periods of high-cost electricity to non-peak or low-cost time periods, with a neutral effect or negligible increase in electric use;

w) **"Load Research"** means an activity embracing the measurement and study of the characteristics of electric loads to provide a thorough and reliable knowledge of trends, and general behaviour of the load characteristics of the consumers serviced by the distribution licensee using a variety of metering (including data capture from smart metering systems), surveys, detailed energy audits of consumer-end energy consumption to capture daily, monthly, seasonal and annual usage patterns;

x) **"MYT"** means Multi Year Tariff;

y) **"Network Constraint"** means a localized grid condition where the loading on specific distribution transformers, feeders, or substations exceeds safety threshold, requiring load shifting or demand response to maintain grid stability.

z) **"NPV"** means Net Present Value;

aa) **"PCT"** or Participant Cost Test measures the quantifiable benefits and costs to a consumer for participating in a DF/DSM programme;

bb) **"RIM"** or Ratepayer Impact Measure means test which evaluates the impact of the programme implementation and costs on consumers;

cc) **"SCT"** or Societal Cost Test measures the quantifiable benefits and costs of the DF/DSM programme on society as a whole;

dd) **"TRC"** or Total Resource Cost test means which measures the total quantifiable benefits and costs of a DF/DSM programme;

2.2 Save as aforesaid and unless repugnant to the context or the subject matter otherwise requires words and expressions used in these regulations and not defined, but defined in the Act, or any other Regulations of this Commission, shall have the same meaning as assigned to them respectively in the Act or the Rules or any other Regulations made there under:

CHAPTER I: IMPLEMENTATION

3. Basic Principles in Licensee operations:

3.1 Demand Flexibility (DF)/Demand Side Management (DSM):

3.1.1 Every Distribution Licensee shall adopt DF / DSM in their day-to-day operations, and undertake planning, designing and implementation of appropriate DF / DSM programs on a sustained basis that are measurable, replicable and available for smooth grid operations, balancing the supply and demand; and to ensure Resource Adequacy requirements under other Regulations. The Licensees shall adequately staff the DF / DSM Cell as required for its activity and such cell be headed by an officer, who is not below the rank of Chief Engineer.

3.1.2 The Distribution Licensee shall pursue the following objectives w.r.t DF and DSM activities:

(i) Control, change and influence electricity demand;

(ii) Encourage consumers to alter/amend their electricity consumption pattern both with respect to timing and level of electricity demand for efficient use of energy;

(iii) Complement supply side strategies to help the utilities to avoid or reduce or postpone

a) costly capacity (generation, transmission & distribution network) additions

b) costly power purchases and embedding cheaper renewable power instead.

(iv) Reduce the environmental damage by reducing the emission of greenhouse gases;

(v) Supplement national level efforts for implementation of various DSM programmes.

(vi) Make strategic efforts to induce lasting structural or behavioural changes in the market that will result in increased adoption of energy efficiency as well as the identification and integration of flexible demand with relevant technologies, services,and practices;

(vii) Protect the interest of the consumers and shall result in overall reduction in tariff for all the consumers.

3.2 Cost recovery of DF/DSM measures:

3.2.1 Distribution Licensees may propose to recover all justifiable costs incurred by them in any DF / DSM related activity including conducting Load Research (LR), planning, designing, implementing, monitoring and evaluating DF/DSM programs, under Capital Investment Plan in the MYT/ARR filing and Annual financial reporting.

3.2.2 All such DF /DSM related activities/programs undertaken by the Distribution Licensees.

(i) shall be cost-effective for the Distribution Licensees as well as to the consumers as stipulated under Chapter II of these Regulations;

(ii) shall protect the interest of consumers and implemented in an equitable manner;

(iii) shall result in overall tariff reductions to the consumers, or marginal increase as defined in Chapter II;

3.3 Role of Distribution Licensees:

(i) To allocate funds (in terms of percentage of the total budget of the Distribution Licensee) to the DF / DSM Cell

(ii) To develop a robust DF / DSM portfolio structure on a rolling basis for the MYT/ARR period for the purpose of planning.

(iii) Conduct consumer outreach and awareness to inform consumers of DF/DSM programmes and encourage their participation.

(iv) To conduct and submit load research reports duly identifying opportunities and proposing measures to implement demand flexibility, load management, energy conservation and energy efficiency programmes;

(v) To submit a report to the Commission:

a. On the impact on energy and demand, together with the cost-benefit analysis as stipulated under **Chapter II** of these Regulations and;

b. On the evaluation, measurement and verification of the implemented programmes stipulated under **Chapter III** of these Regulations;

(vi) Create and maintain a digital registry of aggregators, consumers, flexible resources, baselines and event performance.

(vii) Implement specific directions of the Commission.

(viii) Work collaboratively with the State Load Dispatch Centre (SLDC) while preparing load research reports and during the program development phase to properly identify network-constrained zones, forecast system requirements, necessary coordination, furthermore, to engage in consultations with the SLDC to ensure necessary coordination regarding the planning, design, and implementation of demand control/effective measures for DF/DSM programs; and additionally, to provide the SLDC with timely a advance information regarding actions related to Demand Flexibility.

3.4 DF/DSM Guiding Principles:

3.4.1 The duties of the Distribution Licensees shall be as follows:

a) Development of DF / DSM portfolio:. The DF / DSM program portfolio shall broadly include the following:

(i) findings of a detailed load research and market research activity including consumers' perspectives and willingness to participate in the DF / DSM initiatives;

(ii) detailed working of the possible DF programs to be implemented and the DFPO targets that include all components such as DF, energy efficiency and energy conservation measures;

(iii) Prepare a 5 year strategy and a roadmap towards fulfilment of the DFPO portfolio obligation;

(iv) portfolio and program-specific cost-effectiveness assessment;

(v) develop DF and DSM evaluation, measurement and verification procedures;

(vi) funds deployment plan to meet the yearly DF targets and other energy efficiency and energy conservation portfolio roll-out on an annual basis.

(vii) Promotion of load shifting and Demand Response Program.

(viii) Provide appropriate tariff based incentives or rebates to all HT and LT categories of consumers participating in DR programs by installing smart meters

(ix) Implementation of latest technologies in the DSM measures such as Internet of Things (IoT) wherever possible for energy savings and operational efficiency.

b) Timelines for submission of DF/DSM portfolio and according approvals: The distribution licensees shall submit a "DF / DSM program portfolio and implementation action plan" (Annexure 1) along with MYT/ARR tariff/Investment Plan proposal. On annual basis, the distribution licensees shall submit "Status report on DF / DSM implementation" along with APR proposals for the respective years.

Provided that the Distribution Licensees may also file a "DF / DSM program portfolio and implementation action plan" separately, if need be.

c) DFPO multi-year targets: Distribution License explicit provisoes shall adhere to specific demand flexibility portfolio obligations (DFPO) set-up with a following specific trajectory:

Financial Year	DFPO as percentage of peak demand experienced in previous Financial Year[..]
FY 2026-27	0.25%
FY 2027-28	1%
FY 2028-29	1.5%
FY 2029-30	2.0%

The targets for subsequent years shall be notified by the Commission from time to time. The Licensee may meet the DFPO through its own programs (e.g., behavioral DR apps) or by procuring capacity from registered Aggregators. Till the time such targets are notified the targets of FY 2029-30 will continue to be applicable.

d) DFPO incentives and disincentives: Distribution Licensee shall be eligible for an incentive of INR 0.20 Crores for every MW achieved in excess of DFPO. Similarly, Distribution Licensee shall be subjected to a disincentive of INR 0.20 Crores for every MW under-achievement of DFPO.

Provided that the first year is considered as preparatory year and there will be no disincentives during the period.

Provided further that the Distribution licensee shall report its performance regarding achievement of DFPO target in their ARR petition.

e) **DF and DSM Zones**: Distribution Licensee shall, on annual basis, identify the designated areas/DTs, Feeders, Substations with network constraints as "DF/DSM Zones". The designated DF/DSM Zones shall be targeted for DF and DSM programmes.

f) **DF / DSM portfolio programmes:** Distribution Licensees shall implement DF/DSM programs that add to the portfolio of resource adequacy and those that include demand flexibility to provide quick ramp-up and ramp-down services, reduce peak demand and associated costly power purchase. The Demand Flexibility programs shall also include Demand Response initiatives involving consumers agreeing to modulate their load shapes. Given the new loads that are now experienced by the Distribution Licensees, programs proposed and implemented through these Regulations shall include, but not limited to, the following:

i. time-based and selective pumping (based on the cost of energy) in Lift Irrigation Schemes, Municipal Corporations, Urban Local Bodies, drinking water schemes at villages and cluster of villages;

ii. G2V and V2G through smart charger for all type of electric vehicles, through appropriate protocol;

iii. behind-the-meter battery energy storage systems in accordance with RERC BESS Regulation;

iv. heat pumps in residential, hospitals, hotels, industries, commercial buildings;

v. thermal energy storage systems in residential, hospitals, hotels, industries, commercial buildings;

vi. efficient refrigeration/cold storage programmes;

vii. replacement of old/inefficient appliances with efficient appliances at consumer premises;

viii. behavioural changes in the end-uses facilitated through awareness programmes that do not need any specific investments as well as tariff intervention like TOU tariff.

ix. Monitoring of Harmonic levels in the grid.

x. Centralised procurement of demand flexibility from the aggregators

xi. Shifting the agricultural load to solar or wind hours. Also, levering Solar-agriculture or the PM-KUSUM scheme.

xii. Consumers participating in utility-led aggregation models, such as Virtual and Group Net-metering, can be incentivized to participate in demand flexibility.

xiii. Vehicle to Grid supply as also incorporated in RERC BESS Regulations.

xiv. Integration of advanced business models such as Cooling-as-a-Service (CaaS) and integrated Building Management Systems (BMS);

Provided that programme with fossil-fuel-based Diesel Generators (DGs) are not eligible to participate as demand flexibility or DSM resources under these Regulations.

Discom shall plan, design and implement demand response programmes with the objective of reducing peak demand. Discom shall define participation criteria, baseline methodologies, event triggers and incentive or penalty mechanisms and ensure transparent measurement, verification and settlement of demand response performance.

Consumers participating in demand response programmes shall comply with programme guidelines, respond to demand response events by reducing or shifting load as committed and allow access to required metering or control infrastructure. Participation shall be voluntary unless otherwise mandated by the Commission, and all programmes shall be implemented in a non-discriminatory manner with safeguards to protect consumer interests and data privacy. Distribution licensee shall ensure the consumer's right to switch between aggregators at no cost, to prevent proprietary vendor lock-in.

In addition to the above, specific energy conservation initiatives at the consumers' premises, including domestic consumers, agricultural sector etc., shall be included in the portfolio and shall be funded through the DF/DSM portfolio Capex. The said programs can be implemented by the licensees directly or through the Aggregators appointed by them following due procurement processes as the costs incurred towards the appointment of Aggregators are embedded in the programme costs. Distribution Licensee shall make necessary guidelines for registration & governance of aggregators and satisfy themselves that the Aggregator is technically and financially competent to undertake on their behalf the functions and discharge the obligations specified in these Regulations. Distribution Licensee shall ensure that the Aggregators and the IVAs are separate entities.

Distribution licensee or through aggregators (on behalf of Distribution licensee) shall ensure consumer awareness and willful consent to participate in DF and DSM programmes. Further, consumers shall be made aware of their withdrawal from the programme and associated rights and processes.

g) Public disclosure of the DF / DSM portfolio and review documents: Distribution Licensee shall publish following documents on their websites on an annual basis:

(i) Load Research,
(ii) Appliance use and saturation reports,
(iii) DF/DSM program portfolio and implementation action plan
(iv) Status report on DF / DSM implementation,
(v) DF/DSM portfolio evaluation, measurement and verification reports.

Provided that consumer load data shall not be shared with any third party, in compliance with the Digital Personal Data Protection Act, 2023, without explicit, revocable consent, except for the purpose of settlement and verification by the IVA."

4. DF/DSM funding:

4.1 Funding of all the DF / DSM portfolio programs and plans to be implemented by the Distribution Licensees shall be included in the MYT/ARR filing. Distribution Licensees shall be allowed to recover all costs subject to prudence check by the Commission based on the cost- effectiveness assessment test included in **Chapter II** of these Regulations.

4.2 The Commission may direct the Distribution Licensees to adopt other complementing DF/DSM funding approaches such as creating a pool of funds through collection of DF-DSM Charge at a later date through tariff; if such an approach is found beneficial.

CHAPTER II: COST-EFFECTIVENESS ASSESSMENT TESTS

The economic-effectiveness of a portfolio is to assess the decision variables, inter alia DF/DSM measure/program costs and impacts (both energy – kWh and demand – kVA or KW), discount rate, life, escalation rate and avoided cost.

5. Criteria for Cost-effectiveness:

Distribution Licensees shall submit the results of specific Cost-effectiveness Assessment test. Distribution Licensees shall evaluate **Total Resource Cost (TRC)** test as the main hurdle test; followed by the **Ratepayer-Impact Measure (RIM)** test that confirms the fact that program implementation and costs incurred would not impact the tariffs adversely. The program screening shall be carried out using the following tests**:**

a) **TRC as the main hurdle test:** All DF/DSM programs that show positive number for the Net Present Value (NPV) of the Benefits over the NPV of Costs should be considered for evaluation of RIM test;

b) **RIM test:** DF/DSM Programs that show positive number when NPV of the Benefits over the Costs, the programs having lower impact on the Rate payers shall be considered for implementation.

c) **Life-cycle revenue impact (LRIRIM) test**: DF / DSM Programs that do not show positive number for RIM test may be implemented if the tariff impact due to the implementation of the DF / DSM Programs is less than Rs. 0.005/kWh or less than 0.05% of the existing tariff, whichever is higher. All the energy savings numbers should be corrected for power shortages, if any.

6. Total Resources Cost test:

The main hurdle test shall be carried out by calculating Net Present Value (NPV) of Benefits (B) and Costs (C). NPV for a DF/DSM measure/program shall be determined as the difference between B and C.

Where,

B=NPV of measure/programme benefits discounted over a specified time period

C=NPV of measure/programme costs discounted over a specified time period If the measure/program benefit in year "t" is "B_t", and discounting rate is "r", the time period for discounting is "n" years, then B can be expressed as:

$$B = \sum_{t=1}^{n} [(Bt)/ (1+r)^{t-1}] \qquad \text{(equation1)}$$

Similarly, if the measure/programme cost in year "t" is "C_t", and discounting rate is "r", the time period for discounting is "n" years, then C can be expressed as:

$$n$$

$C = \sum_{t=1}$ $[(Ct)/ (1+r)^{t-1}]$(equation2)

Cost and benefit elements for the TRC test shall be determined considering the following:

a) The cost of efficient device/equipment/appliance/technology or practice, including the applicable taxes, duties and levies;

b) Installation, trial and commissioning costs associated with efficient device/equipment/appliance/practice/technology;

c) Yearly operation and maintenance costs over the life of the measure/program;

d) Old inefficient equipment removal and safe disposal costs (if the DSM measure/program involves replacement or retrofitting) and recovery of salvage value of such equipment;

e) Program administration, monitoring and evaluation costs;

f) Program marketing costs and consumer onboarding cost, including cost associated with consumer awareness.

g) Avoided cost/benefits including avoided power procurement, avoided infrastructure upgrades, reduced maintenance of grid infrastructure, revenue from surplus power during peak hours etc.

Explanation:

If there are any tax credits and grants the same shall be considered as reduction in the cost. Similarly, if there is old equipment/device / appliance / technology etc., that is being replaced; the salvage value of this old equipment or device shall be considered as a reduction in the cost.

Benefits of a DF/DSM program or a DF/DSM measure are the savings in the energy (kWh) consumed and/or savings in the demand (kW).The kWh savings shall be calculated based on the number of hours the energy efficient appliance/equipment is used and number of days in a year the appliance/equipment is used. These savings usually occur at the point of use and are experienced by the consumer installing a DF / DSM measure or consumer participating in a DF / DSM program. To arrive at the avoided purchase of power by the licensee, the participant savings at the point of use have to be suitably adjusted to account for system transmission and distribution losses; as well as value of Grid-connected Distributed Solar PV Systems.

Thus, if **ΔS** is savings at point of use in year "t" are ΔSt expressed in kWh, and if transmission and distribution losses expressed as percentage in the same year are TL_t and DL_t, respectively, the Avoided Purchase of Power in year "t" (APPt) by the licensee would be: **$=\Delta St/[(1-TLt) \times (1-DLt)]$.**

If rate of power purchase in year "t" is R_t, then Avoided Power Purchase Cost ($APPC_t$) in year "t" would be: $= APP_t \times R_t$

Any reduction in "intra-state transmission charges" as a result of reduction in the average co-incident peak demand of the licensee shall be considered a "benefit" under this test.

While calculating energy and demand savings as benefits, year-on-year escalation rate of 5% should be considered. Tests should consider a discount rate equal to Weighted Average Cost of Capital (WACC).

Both benefits and costs shall be calculated over the "Life" of the technology being deployed. Distribution Licensee shall use the "warrantied" life of the retrofit by the technology provider as it is important to ensure that the savings considered are realized over the life-span of the equipment/appliances.

7. Rate payer Impact Measure test:

7.1 Cost elements mentioned below shall be considered for evaluation:

a) The cost of efficient device/equipment/appliance/ technology or practice, including the applicable taxes, duties, levies, etc., paid for by the licensee or to the extent paid for by the licensee;

b) Installation, trial and commissioning costs associated with efficient device/equipment/appliance/practice/technology paid for by the licensee or to the extent paid for by the licensee;

c) Yearly operation and maintenance costs over the life of the measure/programme paid for by the licensee or to the extent paid for by the licensee;

d) Old inefficient equipment removal and safe disposal costs (if the DSM program involves replacement or retrofitting) paid for by the licensee or to the extent paid for by the licensee;

e) Program administration, monitoring and evaluation costs paid for by the licensee or to the extent paid for by the licensee;

f) Program marketing costs, including incentives, if any, paid for by the licensee or to the extent paid for by the licensee;

g) Decrease in licensee revenues due to the DSM programme;

7.2 Benefits of the DSM program shall be calculated as "**Avoided Cost of Power Purchase"**. If savings due to a DSM program/measure at point of use in year "t" are ΔSt and if transmission and distribution losses in the same year are TL_t and DL_t, expressed as a percentage respectively, the Avoided purchase of power in year "t" (APP_t) by the licensee would be:

$$=\Delta St/[(1-TL_t)x(1-DL_t)]$$

If rate of power purchase in year "t" is R_t, then avoided power purchase cost ($APPC_t$) in year "t" would be: = $\mathbf{APP_t \times R_t}$

7.3 Any reduction in "intra-state transmission charges", as a result of reduction in the average

co-incident peak demand of the licensee shall be considered as a "benefit" under this test;

7.4 While calculating energy and demand savings as benefits, year-on-year escalation rate of 5% should be considered;

Note: Tests should consider a discount rate of WACC.

7.5 Both benefits and costs shall be calculated over the "Life" of the technology;

7.6 Distribution Licensee shall use the "warrantied" life of the retrofit by the technology provider, as it is important to ensure that the savings considered are realized over the life-span of the equipment/appliance.

8. Life-cycle Revenue Impact – RIM test:

8.1 LRIRIM test shall be conducted using same data used for calculating the RIM test described in Regulation 7 of these regulations.

8.2 Difference between NPV of Cost and NPV of Benefits shall be divided with total utility kWh sales to determine the rate impact on the non-participants.

8.3 Distribution Licensees shall also submit results of two more test – Participants Cost Test (PCT) and Societal Cost Test (SCT); though these may aid to understand the impact on participant and society and decision making. Methods for carrying out the PCT and SCT are provided in **Annexure 2 to** these Regulations**.**

9. Values of key inputs used in the tests:

The default input values to be considered by all Distribution Licensees in the State, shall be as follows:

(a) Avoided cost of power purchase for TRC, RIM and PCT–Weighted Average of Highest Marginal Cost of Power Purchase related to top 10% of energy use stack for the previous financial year.

(b) Avoided cost of power purchase for SCT will be the prevalent ceiling rate for Day ahead market set by CERC, revised from time to time as valid at the time of submission of the DF/DSM portfolio.

The Commission may, by order, revise the above values annually, if necessary.

CHAPTER III: EVALUATION, MEASUREMENT AND VERIFICATION

10. DSM Evaluation, Measurement & Verification Guiding Principles

10.1 Three basic types of evaluations covered under these Regulations include:

a) **Impact evaluation:** that determines the impacts (e.g., energy and demand savings) and co-benefits (e.g., avoided emissions, health benefits, job creation, energy security, transmission/distribution benefits and water savings) that directly result from a program. Impact evaluations support cost-effectiveness analysis aimed at identifying relative program costs and benefits.

b) **Process evaluation** that assesses program delivery, from design to implementation, in order to identify bottlenecks, efficiencies, constraints and potential improvements. Timelines in identifying opportunities for improvement is essential.

c) **Market effects evaluation** that estimates a program's influence on encouraging future DF/DSM projects because of changes in the energy marketplace.

10.2 Entire **Evaluation, Measurement & Verification** (**EMV**) process for all the demand flexibility and demand side management projects and programs shall be managed in a transparent manner using online and real-time assessment tools wherever feasible. The Distribution Licensees shall empanel Independent Verification Agencies (IVAs), who are either individuals or organizations with expertise defined under these Regulations. The Commission may choose to have an IVA to evaluate the programs directly as well on a case-to-case basis if it chooses to do so.

11. Impact Evaluation:

The impact evaluation expressed as gross energy/demand savings and the demand flexibility created shall be determined by comparing energy use and demand after a DF/ DSM program is implemented (i.e. the reporting period) with the energy use and demand if the program has not been implemented (i.e. the baseline). The estimated savings shall be determined by the following equation:

Estimated savings = (baseline use) – (reporting period use) ± (appropriate adjustments)

The impact evaluation shall primarily be carried out using either of the three approaches:

a) Measurement & verification approach;

b) Deemed savings approach; and

c) Large-scale data analysis.

12. Measurement & verification approach:

Four generic measurement & verification methodologies A, B, C and D described in the **International Performance Measurement & Verification Protocol (IPMVP)** may be used to estimate the savings comparing baseline use and reporting period use with appropriate adjustments thereto. **The distribution licensee should propose the evaluation process that complies with the IPMVP guidelines at the approval stage of the new demand side management programs.** If the distribution licensees wish to propose any other suitable methodologies, the portfolio and programs should include those explicitly with justifications thereto. **Annexure - 3** shows the general description of the four measurement & verification methodologies as per IPMVP.

13. Deemed savings approach:

13.1 Deemed savings (also referred to as "stipulated" savings) shall be reported on the basis of historical savings values of typical DSM projects. Sources of deemed savings values must be documented in the evaluation plan.

13.2 The deemed savings determined for a sample of projects shall be applied to all the projects in the DSM program to estimate the program-level savings. The deemed savings approach shall be recommended by the distribution licensee for DSM programs that are repeated and have fixed operating conditions (e.g. operating hours) and well-substantiated savings values (e.g. energy consumption patterns). Distribution licensees shall propose this approach when well documented and systematically validated sources, such as historical evaluations, are available for certain types of technologies.

14. Large-scale data analysis:

In case of established homogeneous energy use patterns and implementation of programs in such categories, the savings evaluation can be carried out using time- series comparisons of energy use before and after the implementation of demand side management programs. The other approach shall include comparison of energy use of participants and non-participants.

15. Process evaluation:

Distribution licensees shall also include robust process evaluations to improve the programme design and cost-effectiveness of the proposed measures. Process evaluations shall be structured in order to examine the efficiency and effectiveness of DF/DSM programme implementation procedures and system.

16. Market Effect Evaluation:

The EMV shall also assess Market effects as a result of the specific DF / DSM programmes. This evaluation shall include:

a) Assessment of additional DF / DSM programs implemented by the participants without the support from distribution licensee.

b) Additional entities implementing the technical interventions promoted through the distribution licensee's DSM programs.

c) Assessment of pricing, changes in pre-dominant efficiencies and availability of efficient products in the market.

17. Empanelment of Independent Verification Agencies:

Distribution Licensees shall empanel Independent Verification Agencies (IVAs). The IVAs shall be selected based on the following criteria:

a) IVAs should be individual consultants, consultancy organizations, academic/research institutions, civil society organisations and/or consortia thereof;

b) IVAs should have at least one BEE Certified Energy Auditor or Certified Energy Manager; or a Certified Measurement & Verification Professional (CMVP) certified by any national or international certification agency on their team in case of consultancy organizations/consortia thereof; and

c) Shall possess experience in design, implementation, review, measurement,

verification and statistical analysis related to large datasets.

d) The IVAs appointed for specific projects should not have been involved in DF/DSM program design, implementation, review, and any related activity.

18. EMV report formats:

The EMV reports submitted by the IVAs shall include atleast the following:

a) DF/DSM portfolio/programme description,

b) description of the proposed impact,

c) process and market evaluation methodologies,

d) description of measurement instruments,

e) sampling process,

f) reporting period,

g) baseline period,

h) metering/measurement accuracies,

i) statistical analyses carried,

j) list of assumptions,

k) survey instruments used and annexes including the key raw data, list of respondents with their contact details, and credentials of IVAs.

CHAPTER IV: MISCELLANEOUS

19. Powers to remove difficulties:

If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of these Regulations, the Commission may by order, take suitable action, not being in consistent with the Act which appears to the Commission to be necessary or expedient for the purpose of removing difficulties.

20. Savings:

Notwithstanding, anything done or any action taken or purported to have been done or taken, including any procedure, minutes, reports, confirmation or declaration of any action related to Demand Flexibility (DF)/Demand Side Management (DSM) prior to the commencement of these Regulations, shall be deemed to have been done or taken under the relevant provisions of these regulations.

21. Orders and Practice Directions:

Subject to the provisions of the Act, the Commission may from time-to-time issue orders and directions with regard to the implementation of these Regulations.

22. Power to Amend:

The Commission may, at any time, vary, alter, modify or amend any provisions of these Regulations.

By the Order of the Commission,

Secretary

Annexure 1: Format of DF/DSM program portfolio and implementation action plan (Model format)(Distribution Licensee may incorporate information as may be required)

DF/DSM Detailed Project Report (DPR) to be submitted by the Distribution Licensees for the approval of the Commission shall be required to include the following **(for MYT/ARR proposal**):

PROJECT DATA FORMAT:

Name of the Licensee: ……. Zone/ Circle /Division /Location :……/……/……/…….

Name/Description of the DF/DSM Work:…… Estimated Cost: …….

Proposed Date of Commencement:…….. Targeted Date of Completion:……

BRIEF DESCRIPTION OF THE WORK

i. New Proposals shall include**:**

a. overview of the Plan,

b. the DF / DSM target for the Plan period;

c. total funding envisaged for the MYT/ARR period with a break up of funds for programmes and funds for administration and management of DF / DSM effort by the licensee, listing and brief description of the DF / DSM programs proposed to be implemented for meeting the DF / DSM targets set by the Commission;

d. Plan level and individual DF / DSM program level cost effectiveness, including impact on consumer tariffs;

e. qualitative and/or quantitative contribution of the Plan;

f. year wise break up of achievement of targets and funds requirement;

ii. Briefly record the reasons (circumstances necessitating) for taking up the Work in comparison with following (if applicable):

a. achievements of the past multi-year plan as against the targets;

b. the reasons and explanations if the targets set have not been achieved;

c. fund usage;

d. Justification on the major constraints faced in the implementation of various programmes;

e. suggestions /facts to be considered for future implementation

iii. Characteristics to be considered for proposal:

a. Present time series (past 5 years) information about power situation in general, including demand met, load shedding, if any;

b. the consumer base of the licensee – total number of consumers, consumers by rate category;

c. Total consumption and break-up of the same by consumer and rate category;

d. Source wise energy purchase and the average rate of purchase of power; Load duration curve, peak load by season, typical average daily, seasonal and weekly load curves;

e. Forecast of demand, energy requirement, sales and revenue requirement over the next five years (Plan period), including elaboration of methodology used, data used, statement of underlying assumptions used and basis for the assumptions, sensitivity analysis carried out and changes in assumptions and other conditions assumed for carrying out sensitivity analysis.

f. **Primary/Major objective or the purpose intended to be achieved in terms of quantifying the results intended (Ex: reducing the peak load of .... MVA/kVA (in comparison with targets approved by the Commission if applicable)**

……

……

g. **Action Plan for achievement of primary objective:**

i. To be achieved in full on commissioning

ii. To be achieved in phases of 1st Year……%,

2nd Year:….%,

3rd Year: ……%.

h) **DF / DSM Plan targets and the resource availability estimates:** Details on the proposed DSM targets and the resource requirements for meeting the targets.

i) **List other intended objectives, if any to be achieved and the time planned for achievement of targets such as identification of sectors, segments and end-uses:** Details on the sectors such as domestic, commercial, industrial, agriculture, segments such as consumer category, such as – offices, hospitals, hotels, malls, banks, industrial cluster - industrial estate, geographical area, street lighting, gram panchayat water supply systems, specific feeders, etc. and end-uses (lighting, pumping, heating, space cooling, air-conditioning, etc.) target for be the achievement and justification for choosing these sectors, segments and end-uses.

Name of the Objectives	Targeted time of achievement
6. ……	……
7. ……	……
8. ……	……
9. ……	……
10. ……	……

j) **Identification of DF / DSM measures/technology options / portfolio plans to achieve DSM targets:**

Detailed process (including justification) to be used for identification of DSM measures and technologies (within the identified sectors, segments and end-uses) that are intended to achieve the targets.

k) **Details of financing plan for the project to be undertaken, if any. Else provide the sources from which the funds were diverted**

.....

l) **Planning of Expenditure:**

Year 1:Rs. ……. Year 2:Rs. ……. Year 3:Rs. …….

a. Provide the list of alternatives considered. If the alternatives are provided, mention the basis on which the proposed scheme is finalised.

……

……

b. Details of Cost Benefit Analysis as specified in these Regulations.

……

……

……

iv. **Individual Program Description:** For each of the DSM program included in the final identified portfolio of DSM programs, provide information highlighted at the end of this Annexure.

v. **Annual and cumulative achievements :** Details of annual contribution that will come forth from various DSM programs in the final identified portfolio (to ensure that the Plan cumulative targets are met).

vi. **DF/DSM Plan EMV:** Details on the EMV Plan for the DSM Plan as per the **Chapter III** of these regulations.

vii. **DF/DSM Plan monitoring and reporting:** Details on the monitoring and reporting Plan (frequency, minimum content, format, indicators and means of verification chosen).

viii. **Implementation Plan:** Details on the schedule of implementation of different elements of the programs, portfolio and plan; also qualifying the same with submission of activity charts.

Note:

The cost effectiveness shall be calculated as per tests indicated in Chapter II of these Regulations

To be submitted in APR:

Elements of Detailed Project Report (DPR) Document:

This shall be a reference document for the licensee and all stakeholders. This shall have information on the consumer segments along with identified DSM measures to be implemented and have information on incentives achieved and features of consumer/vendor interface, delivery options, institutional relationships, detailed program implementation plan with time lines and implementation responsibilities. The APR shall include the following elements.

1. Program description:

a. Description of DSM measures and technologies, the program is intending to implement, relevant pricing, quality assurance and replacement/guarantee policy as per prevailing Regulations.

b. Consumer segments the program is targeting, including eligibility criteria to be used for identification of potential consumers within the identified target segment.

c. Other stakeholders (financiers, energy services companies, equipment vendors, consultants, energy auditors, trade associations, groups of persons, NGOs, academic institutions, government organisations) involved in the implementation process, description of their roles and responsibilities and manner of participation.

d. Barriers the program is addressing.

e. Strategy the program proposes to use, including proposed incentives, if any, strategies to motivate consumers and other stakeholders to participate in the program, description of payment and collection mechanism and equipment/appliance/service delivery mechanism.

f. Description of program management and implementation arrangements, including description of institutional relationships and internal programme tracking systems followed by the licensees.

2. EMV, Monitoring &Reporting:

This shall include EMV and monitoring and reporting plans:

a. Description of baseline calculation and description of monitoring and verification methodology.

b. Description of DSM program monitoring, review and impact (in terms of program participation, in terms of increases in penetration level of efficient devices and technologies, and in terms of load reduction/energy savings) analysis system/mechanism.

3. Details of Implementation schedule as per actuals v/s target:

4. Annual and cumulative savings **due to the program with all the assumptions used in savings estimation process, including base line considered.**

5. Annual program funding requirements**: This shall include description of financing arrangement and share of distribution licensee, vendors, consumers, retailers, State government, Central government, etc.**

6. Cost effectiveness calculation details**, including program costs and benefits, impact on consumer tariffs, with explicit description of all the input values considered and cost effectiveness calculations.**

7. Dispute Resolution Mechanism: **Appropriate mechanism to be followed for resolution of disputes arising during program implementation stage.**

Annexure 2: Methods to carry out the PCT and SCT

1. Participants Cost Test (PCT)

This test provides a measure of the quantifiable benefits and costs to an "average" consumer for participating in a DSM program. Since many consumers do not base their decision to participate in a DSM program entirely on quantifiable variables (many times consumers decision to buy an appliance/device/equipment are based on factors such as discount offered, features, brand value, initial cost, etc.), this test may not fully represent the benefits and costs of a program to a consumer.

1.1 Costs

In its simplest form, the costs in this test are the program costs paid by the participant. In addition, any increase in electricity bill of the participant as a result of the DSM program is also to be considered as costs under this test. Thus the "Cost" elements usually associated with this test are:

a) The cost of efficient device/equipment/appliance/technology or practice, including the applicable taxes, duties, levies, etc. paid for or to the extent paid for by the participant;

b) Installation, trial and commissioning costs associated with efficient device/equipment/ appliance/practice/technology paid or to the extent paid by the participant;

c) Annual operation and maintenance costs over the life of the measure/program paid for or to the extent paid for by the participant;

d) Old inefficient equipment removal costs (if the DSM measure/program involves replacement or retrofitting) paid for or to the extent paid for by the participant;

e) Program administration, monitoring and evaluation costs paid for or to the extent paid for by the participant;

f) Program marketing costs, including incentives, if any, paid or to the extent paid for by the participant;

g) Increase in participant electricity bill due to the DSM program.

h) If there is old equipment/device/appliance/technology etc. that is being replaced; the salvage value of this old equipment or device is considered as a reduction in the cost.

Similarly, if there is tax credit or incentive offered to the consumer the same can be treated as reduction in cost. Conventionally, the same will be treated as benefits accruing to the participant as a result of DSM program under PCT.

1.2 Benefits

Benefits under this test are the reduction in consumer's electricity bills, tax credit received by the consumer, and incentives received by the consumer.

1.3 Test Results

The NPV will be used as the primary evaluation criterion. An NPV value of zero or above will indicate that PCT test has been passed. It would also mean that the DSM programme is beneficial for an "average" participating consumer. On the other hand, a NPV value of less than zero will indicate that the DSM measure/programme being evaluated for PCT has failed the PCT, i.e. participation in a DSM programme is not beneficial for the consumer.

Tax credits and incentives appear on the benefit side of the NPV equation under this test. Thus, the benefit side of the DSM program can be boosted by offering incentives or tax credits. For DSM programs that show negative NPV values, the PCT test can help identify the threshold level of tax credit/incentive that would need to be offered to make the DSM program beneficial from participant perspective. Such threshold value will be the tax credit/incentive values for which NPV is zero.

Sensitivity analysis with respect to various assumptions should also be conducted in order to understand the level of influence of each assumption on the NPV value.

2. Societal Cost Test (SCT)

The Societal Cost Test is structurally similar to the Total Resource Cost Test. However, since the SCT goes beyond the TRC test in that it attempts to quantify the change in the total resource costs to society as a whole rather than to only the service territory (the licensee and its consumers), it would be necessary to consider different values for some of the input variables such as power purchase rate, discount rate, etc. More specifically, the Societal Test differs from the TRC Test in the following ways:

2.1 The value of power purchase rate will need to be the "**social cost of power"** which could be considered as the consumers' willingness to pay for power or the price the consumers are willing to pay for power. In the Indian context, ceiling rate for Day Ahead market set by the CERC can be used as a proxy for consumers' willingness to pay for power, and thus the social cost of power can be taken as per **Regulation 8** of these Regulations.

2.2 Since taxes, duties, levies, tax credits etc. are treated as a transfer payment in the Societal Test, they should be excluded from the calculations.

2.3 The value of the discounting rate under SCT should be the societal discount rate. In the context of DSM programmes, the licensees could use the societal discounting rate as per **Regulation 8** of these Regulations.

2.4 Certain indirect benefits such as reduction in greenhouse gases that takes place as an effect of implementing a DSM measure should be considered while calculating SCT.

Annexure 3: IPMVP Measurement & Verification methodologies and recommended selection process.

The four IPMVP Options provide a flexible set of methods (Options A, B, C, and D) for evaluating energy savings in facilities with varying levels of savings certainty and cost. A brief description of each Option is provided here:

Option A involves using a combination of both stipulations and measurements of the key factors needed to calculate savings in engineering models.

Options B and C involve using spot, short-term, or continuous measurements in engineering models (Option B) or regression analyses (Option C).

Option D may include spot, short-term, or continuous measurements to calibrate computer simulation models.

A particular option is chosen based on various features of each project. One criterion that works across all of the approaches is IVA's experience and expertise.

राज्य केन्द्रीय मुद्रणालय, जयपुर।